



У К А З

ГУБЕРНАТОРА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

от 29 апреля 2022 г. № 23

г. Южно-Сахалинск

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2022 - 2026 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», а также с целью обеспечения надёжного функционирования электроэнергетики Сахалинской области в долгосрочной перспективе **постановляю:**

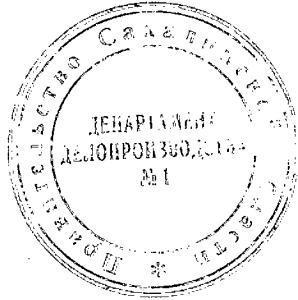
1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Сахалинской области на 2022 - 2026 годы (прилагаются).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Сахалинской области от 29.04.2021 № 24 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 - 2025 годы».

3. Признать утратившим силу указ Губернатора Сахалинской области от 01.12.2021 № 67 «О внесении изменений в Схему и Программу развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 - 2025 годы, утвержденные указом Губернатора Сахалинской области от 29.04.2021 № 24».

4. Опубликовать настоящий указ в газете «Губернские ведомости», на официальном сайте Губернатора и Правительства Сахалинской области, на «Официальном интернет-портале правовой информации».

Губернатор
Сахалинской области



В.И.Лимаренко

УТВЕРЖДЕНЫ

указом Губернатора
Сахалинской области

от 29 апреля 2022 г. № 23

СХЕМА И ПРОГРАММА

**развития электроэнергетики Сахалинской области
на 2022 – 2026 годы**

ВВЕДЕНИЕ

Схема и Программа развития электроэнергетики Сахалинской области (далее – Схема и Программа) определяет основные цели и направления формирования предложений по скоординированному развитию электросетевых объектов и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей устойчивое социально-экономическое развитие региона.

Схема и Программа разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, с учётом следующих документов:

- постановления Правительства Сахалинской области от 24.12.2019 № 618 «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года»;

- Протокола совещания «По вопросам развития энергетической инфраструктуры Курильских островов» у Министра энергетики Российской Федерации Шульгинова Н.Г. от 23.08.2021 № НШ-242/2пр;

- Плана социального развития центров экономического роста Сахалинской области, утверждённого распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 № 347-р;

- Государственной программы Сахалинской области «Развитие энергетики Сахалинской области», утверждённой постановлением Правительства Сахалинской области от 31.12.2013 № 808.

- Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 – 2025 годы, утверждённых указом Губернатора Сахалинской области от 29.04.2021 № 24.

В рамках разработки Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области выполнены:

- анализ функционирования электростанций и электрических сетей 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области за период 2017 - 2021 годов;

- анализ функционирования электростанций и электрических межпоселковых сетей 6 (10) - 35 кВ децентрализованных энергорайонов Курильских островов Сахалинской области за период 2017 - 2021 годов;

- прогноз развития электрогенерирующего комплекса и балансовой ситуации по электроэнергии и мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2022 - 2026 годов и до 2035 года для децентрализованных энергорайонов Курильских островов;

- расчёт электроэнергетических режимов и анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области на 2026 год и до 2035 года для децентрализованных энергорайонов Курильских островов.

На основании выполненных расчетов и анализа полученных результатов: разработаны рекомендации по формированию и развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области; разработаны мероприятия по ликвидации выявленных проблем функционирования энергосистемы.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Сахалинская область расположена на Дальнем Востоке Российской Федерации, у восточных берегов Евразийского материка в переходной зоне от континента к Тихому океану. Граничит с Камчатским, Хабаровским и Приморским краями, на юге - с Японией. Как субъект Российской Федерации Сахалинская область входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тыс. км². Численность населения на 01.01.2021 составляет¹ 485 621 чел. и по сравнению с аналогичной датой 2020 года снизилась на 2,636 тыс. человек (на 0,54 %). Плотность населения на 01.01.2021 составляет 5,58 чел./км². Динамика изменения численности населения носила переменный характер. В период с 01.01.2017 по 01.01.2021 численность населения уменьшилась на 1723 человека (таблица 1.1).

Таблица 1.1.

Динамика изменения численности населения Сахалинской области

Сахалинская область		на 01.01.2017	на 01.01.2018	на 01.01.2019	на 01.01.2020	на 01.01.2021
Все население, чел.		487 344	490 181	489 638	488 257	485 621
Городское население	чел.	402043	402519	402063	402519	400 322
	%	82,0	82,2	82,3	82,2	82,4
		чел.	88138	87119	86194	87119
						85 299

¹ По данным Росстата

Сельское население	%	18,0	17,8	17,7	17,8	17,6
--------------------	---	------	------	------	------	------

Сахалинская область – единственный в стране островной регион, расположенный на 87 островах и включающий в себя остров Сахалин с прилегающими к нему территориями островов Уш, Зенковича, Монерон, Тюлений и две гряды Курильских островов (Большой и Малой). Административная карта Сахалинской области приведена на рисунке 1.1.

В настоящее время согласно Закону Сахалинской области от 21.07.2004 № 524 «О границах и статусе муниципальных образований в Сахалинской области» на территории Сахалинской области расположено 18 муниципальных образований, перечень которых приведён в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Перечень муниципальных образований Сахалинской области

№	Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население на 01.01.2021, чел.
остров Сахалин				
1	городской округ «Александровск-Сахалинский район»	г. Александровск-Сахалинский	4 777,4	10 561
2	«Анивский городской округ»	г. Анива	2 684,8	19 656
3	Городской округ «Долинский» Сахалинской области Российской Федерации	г. Долинск	2 441,6	23 816
4	«Корсаковский городской округ» сахалинской области	г. Корсаков	2 623,6	40 322
5	«Макаровский городской округ» Сахалинской области	г. Макаров	2 148,4	7 362
6	«Невельский городской округ»	г. Невельск	1 445,4	14 546
7	«Городской округ Ногликский»	п.г.т. Ноглики	11 294,8	12 209
8	городской округ «Охинский» Сахалинской области	г. Оха	14 816,0	21 572
9	Поронайский городской округ	г. Поронайск	7 284,3	21 510
10	городской округ «Смирныховский» Сахалинской области	п.г.т. Смирных	10 457,4	11 566
11	«Томаринский городской округ»	г. Томари	3 169,3	7 893
12	«Тымовский городской округ» Сахалинской области	п.г.т. Тымовское	6 312,7	13 920
13	Углегорский городской округ	г. Углегорск	3 965,5	16 718
14	«Холмский городской округ»	г. Холмск	2 279,0	35 185
15	городской округ «Город Южно-Сахалинск»	г. Южно-Сахалинск	898,3	207 284
Курильские острова				

№	Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население на 01.01.2021, чел.
16	«Курильский городской округ»	г. Курильск	5 145,9	6 799
17	Северо-Курильский городской округ	г. Северо-Курильск	3 501,2	2 691
18	«Южно-Курильский городской округ»	п.г.т. Южно-Курильск	1 856,1	12 011

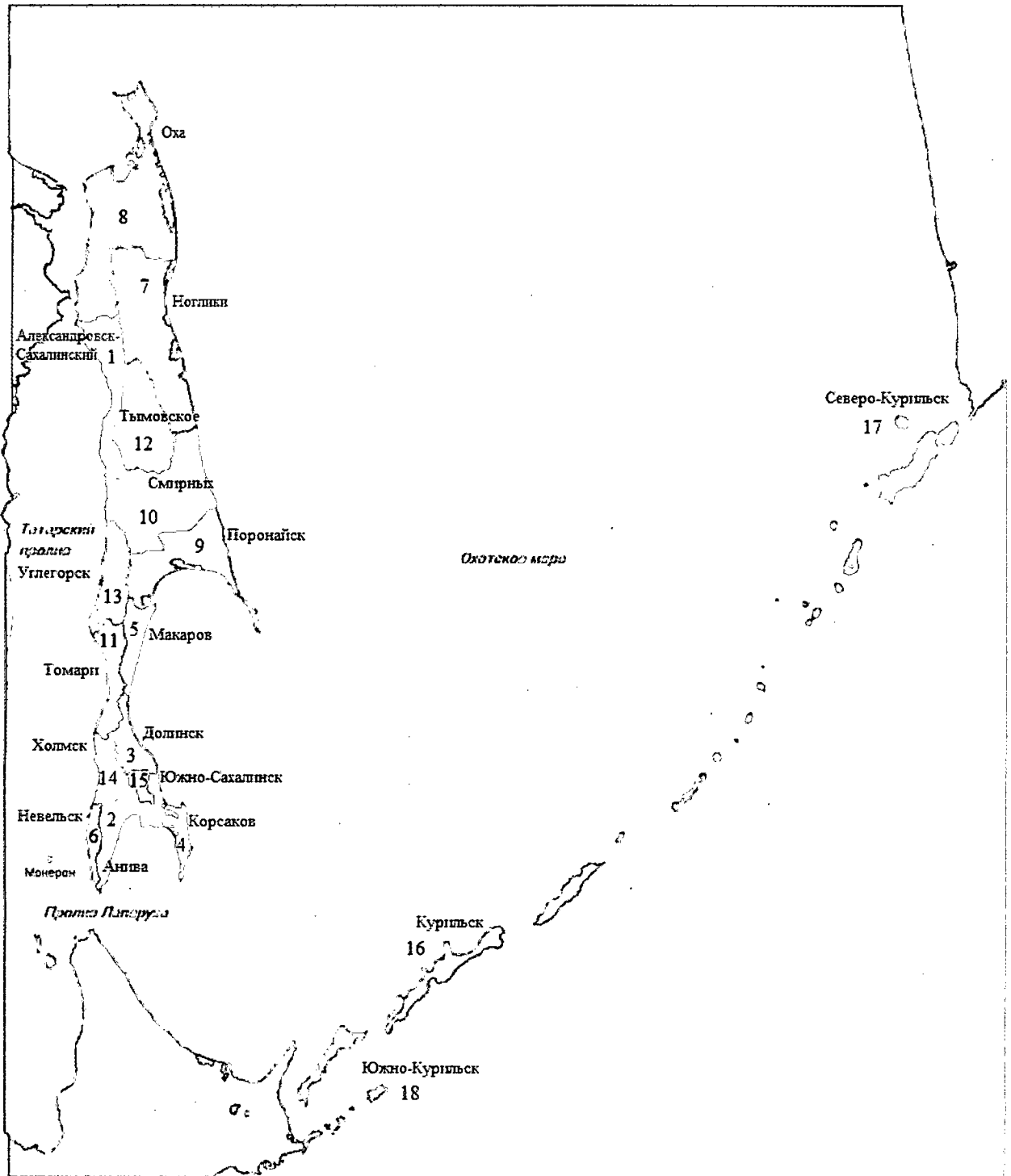


Рисунок 1.1. Административная карта Сахалинской области

Большая протяженность территории Сахалинской области предопределяет существенное разнообразие климатических условий. Основным климатообразующим фактором на Сахалине служат окружающие

его Охотское и Японское моря. Их влияние выражается в смягчении зимних холодов, особенно в прибрежных районах, в обилии зимних осадков, делающих остров одним из наиболее многоснежных районов России, в муссонном характере ветров и очень высокой влажности воздуха.

Степень благоприятности климатических условий для хозяйственного освоения и проживания населения увеличивается по мере продвижения с севера на юг и с запада на восток острова.

Для Курильских островов зимой характерны интенсивные осадки и метели, особенно снежные заряды, сильно ухудшающие видимость. Летом – юго-восточные и южные течения с Тихого океана обуславливают более спокойную погоду с большой повторяемостью туманов (120 - 160 дней в год).

Продолжительность солнечного сияния в среднем за год колеблется по территории Сахалина от 1800 - 1900 часов – на юге, до 1500 - 1600 часов – на севере острова. Продолжительность солнечного сияния на Южных Курилах составляет 1500 - 1600 часов, на Северных Курилах – 1000 - 1200 часов. Продолжительность благоприятного периода летом составляет по острову от менее 10 дней на севере до 40 дней на юге.

Продолжительность дискомфортного периода зимой уменьшается по острову с 50 дней на севере до менее 10 дней на западном побережье.

Территория Севера Сахалина и Курильские острова отнесены к районам Крайнего Севера, остальная территория Сахалина – к районам, приравненным к районам Крайнего Севера.

Главная специфика природных условий Сахалинской области – высокая сейсмическая и вулканическая активность. В пределах области выделяют два сейсмоактивных региона – Сахалинский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 8 - 9 баллов) и Курило-Охотский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 9 - 10 баллов). На Курильских островах расположено 68 надводных вулканов, 37 из которых являются действующими.

Средняя температура января на Сахалине изменяется от -23°C на северо-западе и в глубине острова до -8°C на юго-востоке. Абсолютный минимум колеблется по территории в том же направлении от -49°C до -25°C . Средние температуры августа колеблются от $+13^{\circ}\text{C}$ на севере до $+18^{\circ}\text{C}$ на юге острова. Абсолютный максимум составляет от $+30^{\circ}\text{C}$ на севере до $+39^{\circ}\text{C}$ в Тымовской долине. На Курильских островах средняя температура января составляет $-5,1^{\circ}\text{C}$, августа – $+10,7^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум изменяется от -19°C в центре до -27°C на юге, абсолютный максимум составляет $+32^{\circ}\text{C}$.

Для зимнего периода характерно повышенные скорости ветра и преобладание северных и северо-западных ветров. Наибольшими скоростями ветра в январе отличаются северная оконечность острова и выделяющиеся в море участки суши (7-10 м/сек), на западном побережье средние скорости ветра 5 - 7 м/сек, на восточном побережье – 3 - 5 м/сек, в Тымовской долине 1,5 - 3,0 м/сек. В летний период преобладают юго-восточные и южные ветры, средние скорости ветра в августе по всему острову изменяются от 2 до 6 м/сек. На Курильских островах среднегодовая скорость ветра составляет на юге – 5,7

м/сек, на севере – 6,4 м/сек, на средних Курилах – 7,8 м/сек. Зимой средняя скорость ветра 8-12 м/сек. Зимой преобладают ветры северо-западных направлений, летом – южных и юго-восточных.

Сочетание температуры и скорости ветра в зимний сезон играет наибольшее значение, так как при сильном ветре резко увеличивается суровость погодных условий.

Годовая сумма осадков колеблется от 500 - 600 мм на севере до 800 - 900 мм в долинах и 1000 - 1200 мм в горных районах на юге. Количество осадков, выпадающих в теплый период, от 300 мм на севере до 600 - 650 мм в долинах и 800 мм на юге Сахалина. На Курильских островах выпадает за год 1100 - 1700 мм осадков с максимумом на о. Симушир. Треть осадков выпадает в холодный период, иногда в виде мощных снегопадов и мокрого снега. Характерны частые и длительные метели с мощными заносами.

Согласно ПУЭ (действующее издание) Сахалинская область соответствует следующим климатическим условиям: ветровой район IV - VII (36 - 49 м/с), гололедный район IV - VII (25 - 40 мм).

Запасы полезных ископаемых области разнообразны и по отдельным видам достаточно велики. Минерально-сырьевая база Сахалинской области включает 35 видов различных полезных ископаемых, из которых нефть, газ, каменный и бурый уголь, золото и серебро, строительные материалы, торф, пресные подземные воды имеют промышленное значение и разрабатываются. Кроме того, имеются россыпи титаномагнетитовых песков, минеральные и термальные воды, проявления ртути, рения, марганца, вольфрама, меди, свинца, цинка, хрома, талька, асбеста.

Ведущими отраслями промышленности в Сахалинской области являются нефтегазодобывающая отрасль, угольная отрасль, рыбопромышленный комплекс и энергетика. Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый сектор, на долю которого приходится свыше 87 % общего объема промышленного производства.

На Сахалине и прилегающем шельфе выявлено 81 месторождение углеводородов, в том числе 63 на суше и 18 на шельфе, из них в разработке находятся 30 месторождений на суше и 9 на шельфе.

В Сахалинской области реализуются международные проекты на основе соглашения о разделе продукции (СРП), это проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», которые обеспечивают основной объем добычи углеводородов в Сахалинской области.

Добываемые в рамках проекта «Сахалин-1» нефть и конденсат по магистральному нефтепроводу поступают на терминал в Де-Кастри (Хабаровский край) и отгружаются на экспорт. Часть добываемого газа по трубопроводной системе Сахалин – Хабаровск - Владивосток поступает потребителям Хабаровского края.

Проект «Сахалин-2» – один из крупнейших интегрированных нефтегазовых проектов, в рамках которого действует первый в России завод по производству сжиженного природного газа (далее - СПГ). Здесь

производится около 4 % мирового объёма СПГ, основными покупателями которого являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В рамках проекта «Сахалин-3» работает дочернее общество ПАО «Газпром» - ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на трёх участках: Кирином, Аяшском и Восточно-Одоптинском.

На территории острова Сахалин насчитывается 70 угольных месторождений. Разведанные с различной степенью детальности запасы угля Сахалинского бассейна составляют около 2,5 млрд тонн, а прогнозные ресурсы, определенные по комплексу геологических предпосылок, - 14,1 млрд. тонн. Объём добываемого угля полностью обеспечивает потребности предприятий жилищно-коммунального комплекса, объектов энергетики и населения. Основными предприятиями по добыче угля являются ООО «Солнцевский угольный разрез» (входит в ООО «Восточная горнорудная компания»), на которое приходится более 70 % добываемого угля в области.

На территории Сахалинской области создано три ТОСЭР: «Горный воздух», «Южная» и «Курилы». Статус резидента ТОСЭР получили 36 инвесторов. Специализация ТОСЭР соответствует стратегическим направлениям развития экономики региона: туризм, спорт, сельское хозяйство и рыбопромышленный комплекс. На текущий момент резидентами ТОСЭР вложено более 19,2 млрд. рублей, создано более 1036 рабочих мест. На территории двух муниципальных образований распространён режим «Свободный порт Владивосток»: Корсаковский и Углегорский городские округа. Статус резидента получили 42 инвестора. Вложено 7,3 млрд. руб., создано 700 новых рабочих мест.

Транспортная инфраструктура Сахалинской области представлена воздушным, морским, железнодорожным, автомобильным и трубопроводным транспортом.

На территории области расположено 6 аэропортов, из них один аэропорт федерального значения (Южно-Сахалинск) и 5 аэропортов местного значения (Оха, Ноглики, Шахтерск, Южно-Курильск (Менделеево), Ясный (Итуруп). На Северных Курилах (о. Парамушир) есть вертодром, а на острове Шикотан вертолётная площадка.

Инфраструктура морского транспорта области включает в себя 8 морских портов и 11 морских терминалов, входящих в их границы, торговый флот и морскую железнодорожную переправу Ванино – Холмск, являющуюся основным видом морского сообщения острова с материком. Паромная переправа обеспечивает перевозку железнодорожных вагонов, автомобилей и пассажиров. Морские порты Холмск и Корсаков являются самыми крупными портами общего пользования в Сахалинской области с круглогодичной навигацией, специализируются на перевалке хозяйственных грузов.

Железнодорожный транспорт является основным видом магистрального транспорта, обеспечивающим межмуниципальные перевозки массовых грузов в регионе. Основной объём грузовых и пассажирских железнодорожных перевозок на острове обеспечивает Дальневосточная железная дорога - филиал

открытого акционерного общества «Российские железные дороги» по Сахалинскому региону.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1. Общая характеристика энергосистемы. Информация по электросетевым, генерирующим и бытовым компаниям

Территориальная энергосистема Сахалинской области работает изолированно от Единой национальной электрической системы России и делится на отдельные автономные энергорайоны на территории области:

- «Северный энергорайон»;
- «Центральный энергорайон»;
- изолированные (децентрализованные) энергорайоны на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований на о. Сахалин.

Изолированность Сахалинской области от Единой национальной энергетической системы России обуславливает повышенные требования к уровню эксплуатации энергетического оборудования и обеспечению надёжного и качественного обеспечения электроэнергией присоединенных потребителей.

Также в регионе имеется отдельная категория автономных энергоисточников производственных, технологических, собственных нужд ведомственных и коммерческих предприятий, в основном предприятий нефтегазового, рыбопромышленного секторов экономики.

«Северный энергорайон»

«Северный энергорайон» обеспечивает электроснабжение на территории Охинского района о. Сахалин (МО городской округ «Охинский»).

Выработку электроэнергии обеспечивает единственная электростанция – «Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»).

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»;
- ООО «Охинские электрические сети»;
- АО «Оборонэнерго».

Функции по сбыту электрической энергии осуществляет – «Энергосбыт» АО «Охинская ТЭЦ».

Системообразующая сеть «Северного энергорайона» сформирована на напряжении 35 кВ, распределительная на напряжении 0,4 - 6 кВ.

«Центральный энергорайон»

«Центральный энергорайон» обеспечивает электроснабжение южной и центральной части о. Сахалин. Перечень муниципальных образований, электрическая сеть которых относится к «Центральному энергорайону» представлен в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1.

Административное деление «Центрального энергорайона»

№ п/п	Наименование муниципального образования (МО)
1	МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»
2	МО «Анивский городской округ»
3	МО городской округ «Долинский»
4	МО Корсаковский городской округ
5	МО «Макаровский городской округ»
6	МО «Невельский городской округ»
7	МО «Городской округ Ногликский»
8	МО Поронайский городской округ
9	МО городской округ «Смирныховский»
10	МО «Томаринский городской округ»
11	МО «Тымовский городской округ»
12	МО Углегорский городской округ
13	МО «Холмский городской округ»
14	МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»

Основным производителем электрической энергии в «Центральном энергорайоне» является ПАО «Сахалинэнерго» и АО «Ногликская газовая электрическая станция» (далее - АО «НГЭС»).

Установленная мощность «НГЭС» составляет 48,0 МВт, основным видом топлива для электростанции является природный газ. «НГЭС» функционирует в северной части острова и обеспечивает электроэнергией потребителей МО «Городской округ Ногликский», МО городской округ «Александровск-Сахалинский район» и МО «Тымовский городской округ».

ПАО «Сахалинэнерго» является крупнейшим производителем электрической энергии в Сахалинской области. В состав ПАО «Сахалинэнерго» входят следующие объекты генерации, расположенные в южной и центральной частях о. Сахалин:

- «Сахалинская ГРЭС»: установленная мощность – 120,0 МВт. Основным топливом для электростанции является бурый уголь и мазут;

- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»: установленная мощность - 455,24 МВт. Основным топливом для электростанции является природный газ, резервным топливом для электростанции является бурый уголь. Также станция является основным поставщиком тепловой энергии для г. Южно-Сахалинска.

Также в составе энергосистемы работают 2 блок-станции (бывшие ТЭЦ ЦБЗ) с выдачей мощности в общую сеть только в отопительный период, принадлежащие МУП «Водоканал» (г. Томари) и МУП «Тепло» (г. Холмск).

В связи с запуском новой котельной в г. Долинск, ТЭЦ в г. Долинск (ООО «Тепловик-1») в 2018 году выведена из эксплуатации.

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ПАО «Сахалинэнерго» (филиал «Распределительные сети»);
- Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – СП «Трансэнерго» – филиал ОАО «РЖД»;
- АО «Оборонэнерго»;
- ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»;
- МУП «Водоканал» на территории городского округа Ноглинский;
- МУП «Жилищная коммунальная служба»;
- МУП «Поронайская коммунальная компания - 1»;
- МУП «Электросервис»;
- АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»;
- МУП «Районные электрические сети» г. Корсакова;
- МУП МО «Холмский городской округ» «Горэлектросеть»;
- МУП «Невельские районные электрические сети».

Функции по сбыту электрической энергии осуществляют следующие сбытовые организации:

- ПАО «Сахалинэнерго» (филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт» является агентом по договору на выполнение функций по сбыту электрической энергии на территории зоны деятельности гарантирующего поставщика);

- «Энергосбыт» АО «НГЭС» (в МО «Городской округ «Ногликский»).

Системообразующие ЛЭП «Центрального энергорайона» сформированы на классе напряжения 35 - 220 кВ. Электрические сети напряжением 35 кВ и выше находятся в основном в эксплуатации у ПАО «Сахалинэнерго». Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Изолированные энергорайоны

Приведенные ниже энергорайоны имеют локальные системы производства электроэнергии – дизельные электростанции, мини ТЭЦ, мини ГЭС. Транспорт электроэнергии в данных энергорайонах осуществляется в границах населённых пунктов, электрическая связь с основными энергорайонами области отсутствует.

Энергорайон «Киринского ГКМ»

ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в рамках проекта «Сахалин-3» ведёт освоение «Киринского газоконденсатного месторождения».

Функции по выработке, транспортировке и сбыту электроэнергии на территории данного энергорайона осуществляет ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (АО «Газпром энергосбыт» является агентом по

договору на выполнение функций по сбыту электрической энергии на территории энергорайона для прочих потребителей).

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Ныш»

Данный энергорайон расположен на территории с. Ныш муниципального образования городской округ «Ноглинский». Источником электрической и тепловой энергии является Мини ТЭЦ «Ныш». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Водоканал».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Виахту»

Данный энергорайон расположен на территории с. Виахту и с. Трамбаус муниципального образования городской округ «Александровск-Сахалинский район». Источником электроэнергии является ДЭС «Виахту». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Транспорт».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Хоз»

Данный энергорайон расположен на территории с. Хоз и с. Танги муниципального образования городской округ «Александровск-Сахалинский район». Источником электроэнергии является ДЭС «Хоз». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Транспорт».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

«Первомайский энергорайон»

Данный энергорайон расположен на территории с. Первомайск муниципального образования городской округ «Смирныховский». Источником электроэнергии является ДЭС с. Первомайск. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «Энергетик».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Сфера»

Данный энергорайон расположен на территории жилого района «Земляничные холмы» муниципального образования городской округ «Город Южно-Сахалинск». Источником тепла и электроэнергии является Мини ТЭЦ «Сфера». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «СахГЭК».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Сфера-2»

Данный энергорайон расположен на территории жилого района «Сфера» района Октябрьский муниципального образования городской округ «Город Южно-Сахалинск». Источником тепла и электроэнергии является Мини ТЭЦ «Сфера-2». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «СахГЭК».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Имеется связь с электрическими сетями ПАО «Сахалинэнерго», через которые ООО «СахГЭК» осуществляет покупку дополнительного объема электроэнергии у ПАО «Сахалинэнерго».

Энергорайон «Пихтовое»

Данный энергорайон расположен на территории с. Пихтовое и с. Береговое муниципального образования Корсаковский городской округ. Источником электроэнергии является ДЭС с. Пихтовое. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «Пихтовое».

Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Энергорайон «Новиково»

Данный энергорайон расположен на Тонино-Анивском полуострове (юго-западная часть о. Сахалин), а именно на территории с. Новиково муниципального образования «Корсаковский городской округ». Источником электроэнергии является ВДЭС «Новиково». Функции передачи электроэнергии выполняет МУП «Районные электрические сети» г. Корсаков, выработки и сбыта электроэнергии - ПАО «Сахалинэнерго» (филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт» является агентом по договору на выполнение функций по сбыту электрической энергии на территории зоны деятельности гарантирующего поставщика).

Изолированные энергорайоны Курильских островов

Детальная информация по децентрализованным энергорайонам Курильских островов приведена в приложении к «Схеме и Программе развития электроэнергетики Сахалинской области на 2022 – 2026 годы» «Комплексная схема энергоснабжения Курильских островов на 2022 – 2026 годы и до 2035 года».

Численный состав предприятий электроэнергетики

Численный состав предприятий электроэнергетики за период 2017 – 2021 годы с разбивкой по группам персонала приведен в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
ПАО «Сахалинэнерго» («Центральный энергорайон» и энергорайон «Новиково»)							
2017	1259	184	230	34	811	0	1259
2018	1294	180	259	33	822	0	1294
2019	1300	182	258	34	826	0	1300
2020	1307	177	276	35	819	0	1307
2021	1308	177	279	33	819	0	1308
ООО «Охинские электрические сети» («Северный энергорайон»)							
2017	60	16	8	1	35	2	62
2018	62	16	8	1	37	2	64
2019	63	16	9	1	37	2	65
2020	63	16	9	1	37	2	65
2021	63	17	8	1	37	2	65
АО «Оборонэнерго» («Северный» и «Центральный энергорайон»)							
2017	473	86	98	0	289	10	483
2018	369	68	97	0	204	10	379
2019	370	70	97	0	203	10	380
2020	386	71	102	0	213	13	399
2021	372	71	101	0	200	11	383
АО «Аэропорт Южно-Сахалинск» («Центральный энергорайон»)							
2017	473	3	22	0	10	0	35
2018	35	3	22	0	10	0	35
2019	35	3	22	0	10	0	35
2020	35	3	22	0	10	0	35
2021	35	3	22	0	10	0	35
МУП МО «Холмский городской округ» «Горэлектросеть» («Центральный энергорайон»)							
2017	25	4	3	2	16	0	25
2018	26	4	3	2	17	0	26
2019	26	4	3	2	17	0	26
2020	26	4	3	2	17	0	26
2021	27	4	3	2	18	0	27
МУП «Водоканал» («Центральный энергорайон» и энергорайон «Ныш»)							
2017	14	1	0	1	12	0	14
2018	14	1	0	1	12	0	14
2019	14	1	0	1	12	0	14
2020	14	1	0	1	12	0	14
2021	14	1	0	1	12	0	14
МУП «Невельские районные электрические сети» («Центральный энергорайон»)							
2017	26	4	6	0	16	0	26
2018	26	4	6	0	16	0	26
2019	25	4	8	0	13	0	25
2020	23	3	7	0	13	0	23
2021	27	3	10	0	14	0	27
МУП «Электросервис» («Центральный энергорайон»)							
2017	111	16	18	0	77	0	111
2018	114	16	18	0	80	0	114
2019	127	25	21	0	81	0	127
2020	128	25	21	0	82	0	128
2021	131	27	22	0	82	0	131
МУП «Водоканал» («Центральный энергорайон»)							
2020	164	1	17	0	146	0	164
2021	164	1	17	0	146	0	164
МУП «ПКК-1» («Центральный энергорайон»)							
2017	4	1	1		2		4
2018	4	1	1		2		4
2019	4	1	1		2		4
2020	4	1	1		2		4
2021	4	1	1		2		4
МУП «Транспорт» (энергорайоны «Хоз» и «Виахту»)							

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
2017	36	4	5	2	25	0	36
2018	36	4	5	1	26	0	36
2019	39	4	7	1	27	0	39
2020	44	4	7	1	32	1	45
2021	56	1	11	0	44	1	57
ООО «Пихтовое» (энергорайон «Пихтовое»)							
2017	9	2	1	1	5	0	9
2018	9	2	1	1	5	0	9
2019	9	2	1	1	5	0	9
2020	9	2	1	1	5	0	9
2021	9	2	1	1	5	0	9
ООО «Энергетик» («Первомайский энергорайон»)							
2017	14	1	1	1	11	0	14
2018	13	1	1	1	10	0	13
2019	13	1	1	1	10	0	13
2020	13	1	1	1	10	0	13
2021	12	1	1	1	9	0	12
ООО «СахГЭК» (энергорайоны «Сфера» и «Сфера-2»)							
2017	64	17	13	4	30	1	65
2018	68	16	14	5	31	1	69
2019	65	17	14	4	30	1	66
2020	57	19	11	1	26	2	59
2021	43	17	7	1	18	4	47
АО «НГЭС» («Центральный энергорайон»)							
2017	128	19	25	1	83	0	128
2018	135	19	25	1	90	0	135
2019	131	18	25	1	87	0	131
2020	134	18	25	1	90	0	134
2021	133	18	25	1	89	0	133
ОАО «РЖД» («Центральный энергорайон»)							
2017	83	10	23	0	50	0	83
2018	86	10	23	0	53	0	86
2019	84	10	22	0	52	0	84
2020	83	10	21	0	52	0	83
2021	83	10	23	0	50	0	83

2.2. Структура и состав установленной мощности на территории Сахалинской области

Установленная мощность электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области на 31 декабря 2021 года составила 825,167 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 2.2.1 и на рисунке 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации территориальной энергосистемы Сахалинской области по состоянию на 31.12.2021

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
«Северный энергорайон»		99,0	216

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
«Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	99,0	216
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)		634,74	885,778
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	455,24	542,5
«Сахалинская ГРЭС»	ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго»	120,0	-
«Ногликская газовая электрическая станция»	АО «НГЭС»	48,0	-
«Томаринская ТЭЦ»	МУП «Водоканал»	5,0	30,96
«Холмская ТЭЦ»	МУП «Тепло»	6,5	37,41
Децентрализованные энергорайоны о. Сахалин		25,186	16,394
Энергорайон «Кириного ГKM»		9,28	6,9
Электростанция собственных нужд Кириного ГKM	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	9,28	9,2
Энергорайон «Ныш»		0,6	1,017
Мини ТЭЦ «Ныш»	МУП «Водоканал»	0,6	1,017
Энергорайон «Виахту»		0,65	-
ДЭС «Виахту»	МУП «Транспорт»	0,65	-
Энергорайон «Хоз»		0,7	-
ДЭС «Хоз»	МУП «Транспорт»	0,7	-
«Первомайский энергорайон»		0,93	-
ДЭС с. Первомайск	ООО «Энергетик»	0,93	-
Энергорайон «Сфера»		7,2	7,32
Мини ТЭЦ «Сфера»	ООО «СахГЭК»	7,2	7,32
Энергорайон «Сфера-2»²		0,96	1,157
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	ООО «СахГЭК»	0,96	2,65
Энергорайон «Пихтовое»		0,2	-
ДЭС с. Пихтовое	ООО «Пихтовое»	0,2	-
Энергорайон «Новиково»		4,666	-
ВДЭС «Новиково»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	4,666	-
Децентрализованные энергорайоны Курильских островов		66,721	40,58
«Северо-Курильский энергорайон»		8,448	-
ДЭС г. Северо-Курильска	МП «ТЭС»	7,048	7,3
Мини ГЭС-1		1,0	-
Мини ГЭС-2		0,4	-
«Курильский энергорайон»		14,016	-
ДЭС с. Рейдово	ООО «ДальЭнергоИнвест»	4,864	4,18
ДЭС с. Китовый		9,152	6
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		2,247	-
ДЭС «Синтегра»	ООО «Синтегра»	2,247	-
Энергорайон «Горячий Ключ»		3	-

² связь с электрическими сетями ПАО «Сахалинэнерго», нормально разомкнутая.

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп)	Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации	3,0	-
Энергорайон «Буревестник»		0,25	-
ДЭС с. Буревестник	МУП «Жилкомсервис»	0,25	-
Энергорайон «Горное»		2,52	-
ДЭС «Горное-1»	МУП «Жилкомсервис»	0,945	-
ДЭС «Горное-2»		1,575	-
«Южно-Курильский энергорайон»		23,125	23,1-
ДЭС «Южно-Курильская»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	13,835	-
«Менделеевская ГеоТЭС»	До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»	7,4	-
ДЭС «Лагунная»	Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации	1,89	-
Энергорайон «Головнино»		1,685	-
ВДЭС «Головнино»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	1,685	-
Энергорайон «Малокурильское»		4,53	-
ДЭС «Малокурильское»	ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»	4,53	-
Энергорайон «Крабозаводское»		2,4	-
ДЭС с. Крабозаводское	ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»	2,4	-
Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»		3,65	-
ДЭС «Курильский рыбак»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	3,65	-
Энергорайон «РК «Островной»			
ДЭС «РК «Островной»	ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»	1,536	-

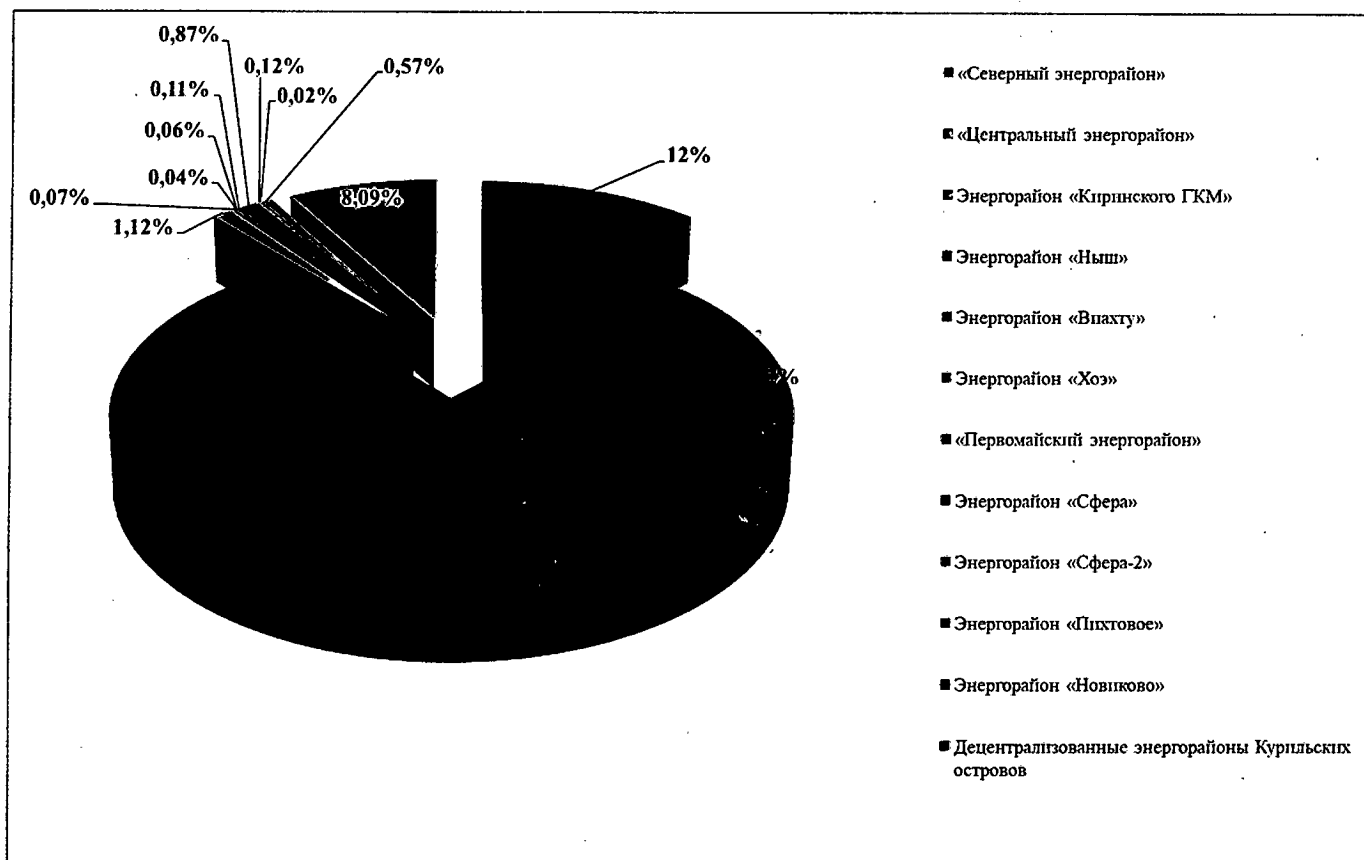


Рисунок 2.2.1. Структура установленных мощностей электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области с разбивкой по энергорайонам и энергоузлам по состоянию на 31.12.2021

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2021 г.

На территории «Северного», «Центрального» энергорайонов, энергорайонов «Киринское ГКМ», «Ныш», «Виахту», «Хоз», «Сфера», «Сфера-2», «Крабовозовское», РПК «Курильский Рыбак», «Буревестник», «Горное» изменений установленной мощности электростанций в 2021 г. не производилось.

На территории «Первомайского» энергорайона на 31.12.2020 установленная мощность ДЭС с Первомайск составляла 0,842 МВт. В 2021 году вместо одного из агрегатов мощностью 0,421 МВт был установлен агрегат мощностью 0,509 МВт. Таким образом, мощность станции увеличилась до 0,93 МВт.

На территории энергорайона «Пихтовое» в 2021 г агрегат АД-100 с установленной мощностью 0,1 МВт 2016 года ввода был заменен на агрегат А-100 такой же мощности.

На территории энергорайонов Курильских островов в течение 2021 г. изменений установленной мощности станций не было.

Источники электрической энергии, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

На территории Сахалинской области функционируют электростанции, использующие возобновляемые источники энергии: энергию ветра,

геотермальную энергию, энергию воды», большая часть из которых находится на Курильских островах.

К электростанциям Сахалинской области, функционирующим на основе ВИЭ, относятся:

- «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2», находящиеся на территории о. Парамушир;
- «Менделеевская ГеоТЭС», ВДЭС «Головнино», находящиеся на территории о. Кунашир;
- ВДЭС «Новиково», которая расположена в с. Новиково МО «Корсаковский городской округ» о. Сахалин. На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V25, установленные в 2017 г. Номинальная мощность установок составляет 2×0,225 МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 4,666 МВт.

Подробное описание источников электрической энергии, функционирующих на основе ВИЭ на территории Курильских островов рассмотрены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории Сахалинской области функционируют следующие организации, занимающиеся производством электроэнергии:

На территории о. Сахалин:

- АО «Охинская ТЭЦ»;
- АО «НГЭС»;
- ПАО «Сахалинэнерго»;
- МУП «Водоканал» (МО «Томаринский городской округ»);
- МУП «Тепло»;
- ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»;
- МУП «Водоканал» (МО «Городской округ Ноглинский»);
- МУП «Транспорт»;
- ООО «Энергетик»;
- ООО «СахГЭК»;
- ООО «Пихтовое».

На территории Курильских островов:

- МП «ГЭС»;
- ООО «ДальЭнергоИнвест»;
- ООО «Синтегра»;
- ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации;
- МУП «Жилкомсервис»;
- АО «Мобильные ГТЭС»;

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям на территории о. Сахалин приведена в таблице 2.2.2 и на рисунке 2.2.2. Информация о количестве аварий и инцидентов на электрических станциях энергорайонов, расположенных на о. Сахалин приведена в таблице 2.2.3.

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям и информация о количестве аварий и инцидентов на станциях на территории Курильских островов приведена в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

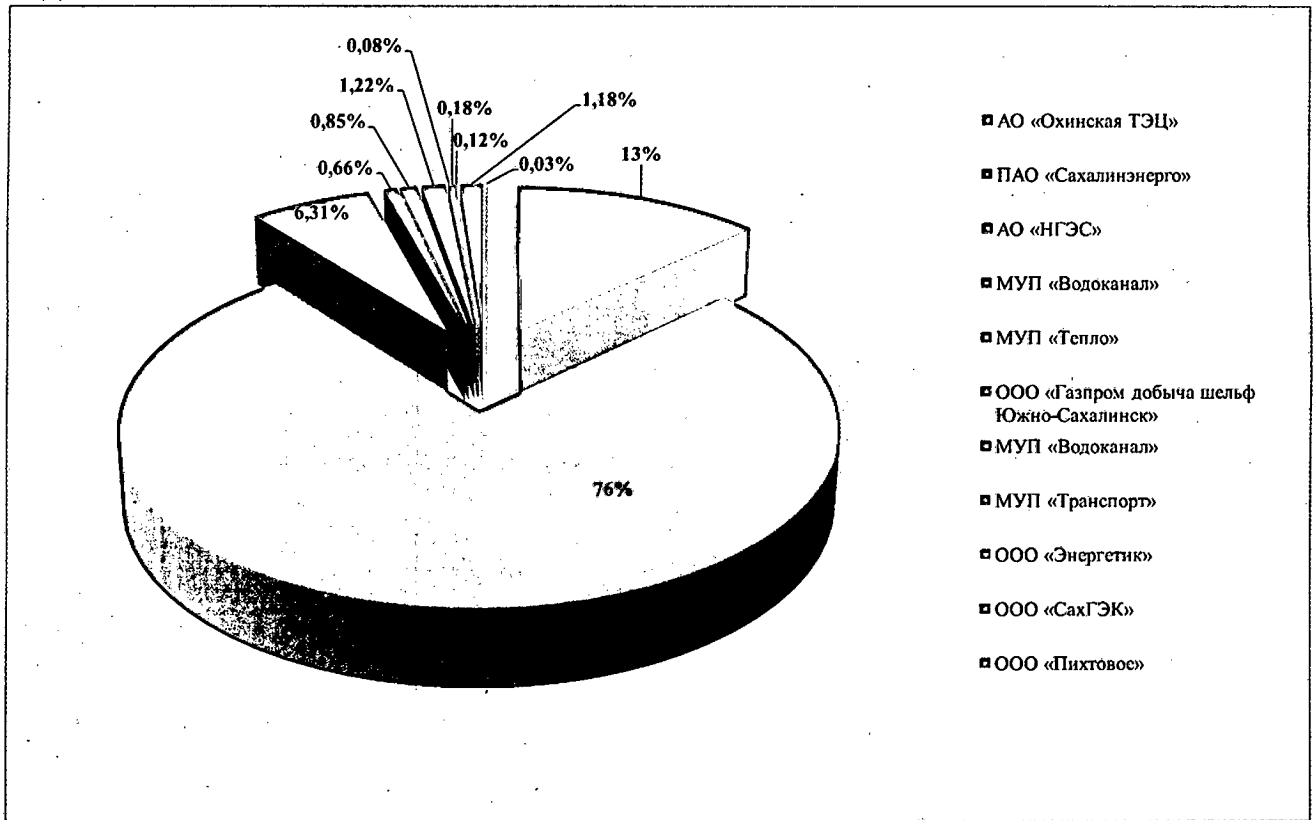


Рисунок 2.2.2. Структура установленных мощностей электростанций на территории о. Сахалин по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2021

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
АО «Охинская ТЭЦ»						
«Охинская ТЭЦ»	ст.№4	Турбоагрегат ПТ-25-90/10, ст.№4	1969	Природный газ	г. Оха, 3-й км Здание второй очереди «Охинской ТЭЦ»	25
	ст.№5	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1,0-1, ст.№5	2011	Природный газ		25
	ст.№6	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1,0-1, ст.№6	2014	Природный газ		25
	№1	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1984	Дизельное топливо		2,5
	№2	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1984	Дизельное топливо		2,5
	ГТЭ-19	Газотурбинный энергоблок SGT-500	2003	Природный газ		18,75
АО «НГЭС»						
«НГЭС»	1	ДЦ-59Л	1999	Природный газ	пгт. Ноглики километр 624	12
	2	ДЦ-59Л	1999			12
	3	ДЦ-59Л	1999			12
	4	ДЦ-59Л	1999			12
ПАО «Сахалинэнерго»						
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	1	ПТ-60-130/13	1976	Природный газ (основное)	г. Южно-Сахалинск пер. Энергетиков, 1	60
	2	Т-55/60-130	1978	Уголь (резервное)		55
	3	Т-110/120-130-4	1984			110
	4	LM 6000 PD Sprint	2012	Природный газ		45,58
	5	LM 6000 PD Sprint	2012			45,58
	6	LM 6000 PF Sprint	2015			46,36
	7	LM 6000 PF Sprint	2014			46,36
	8	LM 6000 PF Sprint	2014	46,36		
«Сахалинская ГРЭС»	1	К-60-12,8	2019	Уголь (основное), мазут (растопочное)	с. Ильинское	60
	2	К-60-12,8	2019			60
«Новиковская ВДЭС»	2	ДГ-72	1984	Дизельное топливо	с. Новиково	0,8
	3	ДГ-72	1985	Дизельное топливо		0,8
	4	ДГ-72	1987	Дизельное топливо		0,8
	5	ДГ-72	1990	Дизельное топливо		0,8
	7	САТ С-18	2009	Дизельное топливо		0,508
8	САТ С-18	2020	Дизельное топливо	0,508		

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
	ВЭУ-1	Vestat V25	2017	Энергия ветра		0,225
	ВЭУ-2	Vestat V25	2017	Энергия ветра		0,225
МУП «Водоканал»						
«Томаринская ТЭЦ»	2	T1-2,5-2	н/д	Уголь	г. Томари, ул. Ленина 19А	2,53
	3	T2-2,5-2	н/д			2,5
МУП «Тепло»						
«Холмская ТЭЦ»	1	АР 4-6	1964	Уголь Мазут	г. Холмск, ул. Пригородная, 2	4
	2	АР 2,5-11	1964			2,5
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»						
Блочно-модульная электростанция собственных нужд установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Берегового технологического комплекса Киринского ГКМ	ГПЭА № 1	ГП-1100ВК-02М3-021	2013	Природный газ	«Кириновское» газоконденсатное месторождение.	1,16
	ГПЭА № 2	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 3	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 4	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 5	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 6	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 7	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 8	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
МУП «Водоканал»						
Мини ТЭЦ «Ныш»	1	Capstone C200	2015	Природный газ	с. Ныш ул. Луговая 1А	0,2
	2	Capstone C200	2015			0,2
	3	Capstone C200	2015			0,2
МУП «Транспорт»						
ДЭС с. Хоз	1	ДГУ	2018	Дизельное топливо	с. Хоз	0,2
	2	ДГУ	2016			0,25
	3	ДГУ	2019			0,15
	4	ДГУ	2016			0,15
ДЭС с. Виахту	1	ДГУ	2018	Дизельное топливо	с. Виахту	0,2
	2	ДГУ	2016			0,2
	3	ДГУ	2019			0,15
	4	ДГУ	2016			0,1

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
ООО «Энергетик»						
ДЭС с. Первомайск	1	Motor АД500-Т400	2021	Дизельное топливо	с. Первомайск	0,509
	2	Motor АД400-Т400	2020			0,421
ООО «СахГЭК»						
Мини ТЭЦ «Сфера»	1	ГПЭУ № 1, Caterpillar G3520 C	2009	Природный газ	г. Южно-Сахалинск	2
	2	ГПЭУ № 2, Caterpillar G3520 C	2009			2
	3	ГПЭУ № 3, Caterpillar G3520 C	2009			2
	4	РДГУ, Caterpillar 3512B	2009	1,2		
	5	АДГУ, Caterpillar 3412DIT	2005	0,4 ⁴		
	5	MTU № 5, Calnetix TA-100 RCHP	2011	0,1		
	6	MTU № 6, Calnetix TA-100 RCHP	2011	0,1		
	7	MTU № 7, Calnetix TA-100 RCHP	2011	0,1		
	8	MTU № 8, Calnetix TA-100 RCHP	2011	0,1		
	9	MTU № 9, Calnetix TA-100 RCHP	2011	0,1		
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	10	MTU № 10, Calnetix TA-100 RCHP	2011	Природный газ	г. Южно-Сахалинск	0,1
	1	ГПЭУ, Caterpillar G3412 CLE	2012			0,36
ДЭС с. Пихтовое	2	АДГУ, Caterpillar 3412 DIT	2005	Дизельное топливо	с. Пихтовое	0,4 ⁵
	ООО «Пихтовое»					
ДЭС с. Пихтовое	1	АД-100	2019	Дизельное топливо	с. Пихтовое	0,1
	2	Д-100	2021	Дизельное топливо		0,1

4 резерв

5 резерв

Аварийность объектов генерации

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
АО «НГЭС»	Количество аварий, шт.	11	8	10	7	6
	Причины	Технические причины, толчки метеоусловия, толчки в системе	Технические причины, толчки метеоусловия, толчки в системе	Технические причины, толчки метеоусловия, толчки в системе	Технические причины, толчки метеоусловия, толчки в системе	Технические причины, толчки метеоусловия, толчки в системе
Станции ПАО «Сахалинэнерго» : «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», «Сахалинская ГРЭС», «Новиковская ВДЭС»	Количество аварий, шт.	10	15	17	15	10
	Причины	Отключения ГТУ, котлоагрегатов, турбин, электрооборудования. Причины не имеют системный характер.	Отключения ГТУ, котлоагрегатов, турбин, электрооборудования. Причины не имеют системный характер.	Отключения ГТУ, котлоагрегатов, турбин, электрооборудования. Причины не имеют системный характер.	Отключения ГТУ, котлоагрегатов, турбин, электрооборудования. Причины не имеют системный характер.	Отключения ГТУ, котлоагрегатов, турбин, электрооборудования. Причины не имеют системный характер.
«Тоमारинская ТЭЦ»	Количество аварий, шт.	4	9	4	5	4
	Причины	Замыкания ЛЭП	Замыкания ЛЭП	Перекас напряжения по фазам на ЛЭП	Скачки напряжения	Замыкания, скачки напряжения на ЛЭП
Мини ТЭЦ "Сфера"	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0
	Причины	-	-	-	-	-
Мини ТЭЦ "Сфера-2"	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0
	Причины	-	-	-	-	-
ДЭС с. Пихтовое	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0
	Причины	-	-	-	-	-

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе возобновляемых источников энергии
(ВИЭ) на территории Сахалинской области**

В рассматриваемом отчётном периоде 2017 – 2021 г.г. на территории Сахалинской области функционируют следующие источники электрической энергии на основе ВИЭ:

- «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» на о. Парамушир;
- «Менделеевская ГеоТЭС», ВДЭС «Головнино» на о. Кунашир;
- ВДЭС «Новиково» на о. Сахалин.

В таблице 2.2.4 приведены основные показатели работы ВДЭС «Новиково» за отчётный период. Основные показатели работы источников электрической энергии на основе ВИЭ, расположенных на территории Курильских островов, приведены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

Таблица 2.2.4.

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе ВИЭ**

Наименование энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Выработка электрической энергии, тыс. кВт*ч				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ВДЭС «Новиково»						
ВЭУ Vestas V25	2×225	188,1	168,2	134,3	114,334	79,597

2.3. Характеристики электросетевого хозяйства

Электрические сети напряжением 35 – 220 кВ представлены в «Центральном энергорайоне», напряжением 35 кВ – в «Северном», «Курильском» и «Южно-Курильском» энергорайонах.

Электрические сети напряжением 110 - 220 кВ получили развитие только в «Центральном энергорайоне», в котором также действует самая протяженная сеть 35 кВ. Электрические сети «Северного», «Курильского» и «Южно-Курильского» энергорайонов сформированы на напряжении 35 кВ и ниже.

«Северный энергорайон»

Системообразующие ЛЭП «Северного энергорайона» выполнены на напряжении 35 кВ одноцепными линиями по кольцевой схеме для обеспечения возможности резервирования, при этом в нормальной схеме работая в режиме разомкнутого кольца. От секций 35 кВ основного и единственного источника электрической энергии на территории «Северного энергорайона» - «Охинской ТЭЦ» отходят три магистральные ВЛ-35 кВ до первой, второй и третьей секций ПС «Тунгор», на которой осуществляется объединение магистралей (при этом СВ на ПС «Тунгор» нормально отключены). Остальная часть ВЛ-35 кВ – одноцепные, радиальные, с односторонним питанием.

«Центральный энергорайон»

Важным для «Центрального энергорайона» энергетическим объектом является ПС «Южно-Сахалинская», на шины 110 кВ которой осуществляется выдача мощности «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1». Подстанция обеспечивает связь сети 110 кВ с основной сетью 220 кВ «Центрального энергорайона» посредством двух автотрансформаторов мощностью по 125 МВ*А каждый.

Начиная с ноября 2019 г. в составе «Центрального энергорайона» функционирует «Сахалинская ГРЭС» в с.Ильинское, введённая взамен «Сахалинской ГРЭС» в с. Лермонтовка.

От ПС «Лермонтовка» в южном направлении на напряжении 220 кВ сформирована кольцевая схема с двумя отходящими ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» – ПС «Краснопольская» (Д-2); ПС «Краснопольская» – ПС «Красногорская» (Д-4); ПС «Красногорская» – «Сахалинская ГРЭС» (Д-6) и ПС «Лермонтовка» – ПС «Макаровская» (Д-1); ПС «Макаровская» – «Сахалинской ГРЭС» (Д-3). Второе кольцо 220 кВ объединяет ЗРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС» с ПС «Южно-Сахалинская» через ПС-220 кВ промышленной зоны южной части острова – ПС «Томаринская», ПС «Чеховская», ПС «Холмская» и ПС «Углезаводская».

Шины 220 кВ ПС «Лермонтовка» также связаны по одноцепному транзиту с ПС «Ноглики» через ПС «Смирных» и ПС «Тымовская». На ПС «Ноглики» имеется ОРУ-220 кВ и установлен один автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 63 МВА. В настоящее время шины 220 кВ ПС «Ноглики» работают на напряжении 110 кВ вместе с ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» – ПС «Ноглики» (С-55). Обмотка 220 кВ автотрансформатора отключена от шин 220 кВ, связь шин 110 кВ и 220 кВ осуществляется через перемычку 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ «Центрального энергорайона» сформирована как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении радиальными и кольцевыми связями. Ряд линий электропередачи 110 кВ «Центрального энергорайона» выполнен современными проводами АЕРО-Z-261 и АААС-Z-261 с улучшенными механическими характеристиками. Повышенная стойкость данных проводов к ветровым и гололедно-изморозевым нагрузкам, обусловленным климатическими условиями о. Сахалин, позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей.

ЛЭП-35 кВ «Центрального энергорайона» выполнены как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении. По конфигурации это сети с двухсторонним питанием, часть линий электропередачи 35 кВ – с односторонним питанием.

«Курильский энергорайон»

КЛ-35 кВ осуществляет электрическую связь центров питания 35 кВ ПС «Рейдово» и ПС «Курильск». Параллельная работа электростанций не допускается, при включении КЛ-35 кВ в работу осуществляется перенос точки раздела (питание только в направлении г. Курильск). Также между ПС «Курильск» и «Океанской ГеоТЭС» имелась КЛ-35 кВ «Океанская

«ГеоТЭС» – ПС «Курильск». В настоящее время данная КЛ-35 кВ недействующая, в связи с выводом из эксплуатации «Океанской ГеоТЭС».

«Южно-Курильский энергорайон»

В «Южно-Курильском энергорайоне» по единственной ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская») осуществляется электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск, в котором располагается основной энергоисточник – ДЭС «Южно-Курильская».

Центрами питания 35 кВ «Южно-Курильского энергорайона» являются подстанции ПС «Южно-Курильская» (РП-3) и ПС «Менделеевская» (РП-5) и ТП-35 кВ «Водовод I подъёма». На ПС «Менделеевская» осуществляется выдача мощности «Менделеевской ГеоТЭС».

Сети остальных децентрализованных энергорайонов выполнены на напряжении 0,4 - 6 (10 кВ).

Сводные данные

Общая протяженность линий электропередачи 10 956,198 км, из них напряжением 35 кВ и выше в Сахалинской области составляет 2 996,816 км, в том числе:

- ВЛ-220 кВ – 887,52 км;
- ВЛ и КЛ-110 кВ – 540,443 км;
- ВЛ и КЛ-35 кВ – 1568,853 км.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021 приведены в таблице 2.3.1. В таблице 2.3.2 приведены сводные данные по электросетевому хозяйству бесхозяйных сетей.

Таблица 2.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству территориальной энергосистемы Сахалинской области

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
I.	«Северный энергорайон»			
	35 кВ	312,5	28	134,3
	6 (10) кВ	333,742	398	126,483
	0,22 - 0,4 кВ	318,835	-	-
1.	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»			
1.1.	35 кВ	271,0	21	76,7
1.2.	6 (10) кВ	188,15	302	87,135
1.3.	0,22 - 0,4 кВ	138,0	-	-
2.	ООО «Охинские электрические сети»			
2.1.	35 кВ	41,5	7	57,600
2.2.	6 (10) кВ	145,556	94	38,868
2.3.	0,22 - 0,4 кВ	178,67	-	-

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
3.	АО «Оборонэнерго»			
3.1	6 (10) кВ	0,036	2	0,48
3.2	0,22 – 0,4 кВ	2,165	-	-
II.	Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
	220 кВ	887,52	13	1260,9
	110 кВ	540,443	16	931
	35 кВ	1209,393	102	778,589
	6 (10) кВ	3547,39	2829	1249,235
	0,22 - 0,4 кВ	3092,357	-	-
1.	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»			
1.1.	35 кВ	82,0	8	70,4
1.2.	6 (10) кВ	170,0	92	20,768
1.3.	0,22 - 0,4 кВ	80,0	-	-
2.	МУП «Водоканал» (МО «Городской округ Ноглинский»)			
2.1.	35 кВ	-	3	24,6
2.2.	6 (10) кВ	61,827	68	25,454
2.3.	0,22 - 0,4 кВ	81,063	-	-
3.	АО «Ногликская электрическая станция»			
3.1	110 кВ	1,8	-	-
4.	ПАО «Сахалинэнерго»			
4.1.	220 кВ	887,52	13	1260,9
4.2.	110 кВ	538,643	16	931
4.3.	35 кВ	1062,763	81	567,089
4.4.	6 (10) кВ	2373,094	2012	788,88
4.5.	0,22 - 0,4 кВ	1908,948	-	-
5.	«Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД»			
5.1.	35 кВ	40,0	1	3,2
5.2.	6 (10) кВ	384,454	185	25,091
5.3.	0,22 - 0,4 кВ	140,147	-	-
6.	АО «Оборонэнерго»			
6.1.	35 кВ	10,4	1	1,0
6.2.	6 (10) кВ	70,627	70	22,713
6.3.	0,22 - 0,4 кВ	127,365	-	-
7.	МУП «Жилищная коммунальная служба»			
7.1	6 (10) кВ	29,6	23	6,71
7.2.	0,22 - 0,4 кВ	63,385	-	-
8.	МУП «ПКК - 1»			
8.1	35 кВ	1,5	1	2,0
8.2	6 (10) кВ	0,28	2	1
8.3	0,22 - 0,4 кВ	10,562	-	-
9.	МУП «Электросервис»			
9.1	35 кВ	12,65	6	108,7
9.2	6 (10) кВ	220,881	179	257,906
9.3	0,22 - 0,4 кВ	423,128	-	-
10.	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»			
10.1	6 (10) кВ	19,925	8	6,51
10.2	0,22 - 0,4 кВ	21,0	-	-

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
11.	МУП «Районные электрические сети» города Корсакова			
11.1	6 (10) кВ	28,19	27	8,08
11.2	0,22 - 0,4 кВ	64,675	-	-
12.	МУП «Водоканал» (на территории МО «Томаринский городской округ»)			
12.1	35 кВ	0,08	1	1,6
12.2	6 (10) кВ	2,6	-	-
12.3	0,22 - 0,4 кВ	1	-	-
13.	МУП «Холмский городской округ» «Горэлектросеть»			
13.1	6 (10) кВ	64,667	73	30,703
13.2	0,22 - 0,4 кВ	104,032	-	-
14.	МУП «Невельские районные электрические сети»			
14.1	6 (10) кВ	121,245	90	55,42
14.2	0,22 - 0,4 кВ	67,052	-	-
III.	Изолированные энергорайоны			
	35 кВ	46,96	5	35,92
	6 (10) кВ	269,77	224	117,544
	0,22 - 0,4 кВ	572,907	-	-
1.	Энергорайон «Кириного ГKM» (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)			
1.1	6 (10) кВ	62,878	22	16,868
1.2	0,22 - 0,4 кВ	260,555	-	-
2.	Энергорайон «Ныш» (МУП «Водоканал»)			
2.1	6 (10) кВ	3,350	4	1,25
2.2	0,22 - 0,4 кВ	6,715	-	-
3.	Энергорайон «Виахту», энергорайон «Хоэ» (МУП «Транспорт»)			
3.1	6 (10) кВ	34,025	12	1,41
3.2	0,22 - 0,4 кВ	49,592	-	-
4.	Энергорайон «Первомайский» (ООО «Энергетик»)			
4.1	6 (10) кВ	12,2	10	3,56
4.2	0,22 - 0,4 кВ	43,8	-	-
5.	Энергорайон «Сфера», «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)			
5.1	6 (10) кВ	6,98	20	11,636
5.2	0,22 - 0,4 кВ	24,12	-	-
6.	Энергорайон «Пухтовое» (ООО «Пухтовое»)			
6.1	6 (10) кВ	5,1	1	0,4
6.2	0,22 - 0,4 кВ	6,7	1	0,14
7.	Энергорайон «Новиково», в т.ч.			
7.1	6 (10) кВ	7,31	5	2,21
7.2	0,22 - 0,4 кВ	7,54	-	-
	ПАО «Сахалинэнерго»			
7.3	6 (10) кВ	2,31	1	1,21
7.4	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
	МУП «Районные электрические сети» города Корсакова			
7.5	6 (10) кВ	5,0	4	1,0
7.6	0,22 - 0,4 кВ	7,54	-	-

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
<i>Изолированные энергорайоны Курильских островов^б</i>				
	35 кВ	46,96	5	35,92
	6 (10) кВ	137,927	147	80,03
	0,22 - 0,4 кВ	173,885	-	-

Таблица 2.3.2.

**Сводные данные по электросетевому хозяйству
территориальной энергосистемы Сахалинской области
(муниципальные и безхозяйные сети, не переданные в ТСО)**

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
I.	«Северный энергорайон»			
	МО городской округ «Охинский»			
1	35 кВ	-	-	-
2	6 (10) кВ	-	-	-
3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
II.	Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
1	35 кВ	-	-	-
2	6 (10) кВ	23,997	20	>3,11
3	0,22 - 0,4 кВ	70,154	-	-
1.	МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»			
1.1	35 кВ	-	-	-
1.2	6 (10) кВ	-	-	-
1.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
2.	МО «Анивский городской округ»			
2.1	35 кВ	-	-	-
2.2	6 (10) кВ	2,5	-	-
2.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
3.	МО Городской округ «Долинский»			
3.1	35 кВ	-	-	-
3.2	6 (10) кВ	0,89	11	>2,7
3.3	0,22 - 0,4 кВ	12,212	-	-
4.	МО «Корсаковский городской округ»			
4.1	35 кВ	-	-	-
4.2	6 (10) кВ	-	-	-
4.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
5.	МО «Макаровский городской округ»			
5.1	35 кВ	-	-	-
5.2	6 (10) кВ	-	-	-
5.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
6.	МО «Невельский городской округ»			

^бСводные данные по электросетевому хозяйству на территории Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведены в Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года.

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
6.1	35 кВ	-	-	-
6.2	6 (10) кВ	-	-	-
6.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
7	МО «Городской округ Ногликский»			
7.1	35 кВ	-	-	-
7.2	6 (10) кВ	-	-	-
7.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
8.	МО Поронайский городской округ			
8.1	35 кВ	-	-	-
8.2	6 (10) кВ	-	2	н/д
8.3	0,22 - 0,4 кВ	19,79	-	-
9.	МО городской округ «Смирныховский»			
9.1	35 кВ	-	-	-
9.2	6 (10) кВ	-	-	-
9.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
10.	МО «Томаринский городской округ»			
10.1	35 кВ	-	-	-
10.2	6 (10) кВ	-	1	0,25
10.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
11.	МО «Тымовский городской округ»			
11.1	35 кВ	-	-	-
11.2	6 (10) кВ	-	-	-
11.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
12.	МО Углегорский городской округ			
12.1	35 кВ	-	-	-
12.2	6 (10) кВ	-	-	-
12.3	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
13.	МО «Холмский городской округ»			
13.1	35 кВ	-	-	-
13.2	6 (10) кВ	10,597	1	0,16
13.3	0,22 - 0,4 кВ	6,66	-	-
14.	МО городской округ «Город южно-Сахалинск»			
14.1	35 кВ	-	-	-
14.2	6 (10) кВ	10,01	5	н/д
14.3	0,22 - 0,4 кВ	31,492	-	-

В таблице 2.3.3 представлена информация об объёме ветхих объектов электросетевого хозяйства по информации от эксплуатирующих организаций на территории о. Сахалин. Данные по объёму ветхих объектов электросетевого хозяйства на территории Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

Таблица 2.3.3.

Объём ветхих объектов электросетевого хозяйства

Энергорайон	Класс напряжения	Протяженность ЛЭП, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»				
«Северный»	110 кВ	-	-	-
	35 кВ	194	10	28
	6 (10) кВ	95	38	-
	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
«Центральный»	110 кВ	-	-	-
	35 кВ	23	4	26
	6 (10) кВ	76	29	-
	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
ООО «Охинские электрические сети»				
«Северный»	110 кВ	-	-	-
	35 кВ	41,5	6	25,6
	6 (10) кВ	53,2	65	24,558
	0,22 - 0,4 кВ	97,5	-	-
ПАО «Сахалинэнерго»				
«Центральный»	110 кВ	-	-	-
	35 кВ	-	-	-
	6 (10) кВ	3,465	22	7,22
	0,22 - 0,4 кВ	55,134	-	-
«Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД»				
«Центральный»	0,22 - 0,4 кВ	2,3	-	-
МУП «ПКК - 1»				
«Центральный»	35 кВ	1,5	1	2
	6 (10) кВ	-	-	-
	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
МУП «Электросервис»				
«Центральный»	35 кВ	0	1	4,1
	6 (10) кВ	151	130	104,2
	0,22 - 0,4 кВ	420,975	-	-
МУП «Жилищная коммунальная служба»				
«Центральный»	6 (10) кВ	-	-	-
	0,22 - 0,4 кВ	2,3	-	-

Информация о количестве аварий и инцидентов с указанием основных причин приведена в таблице 2.3.4 на основании данных, полученных от собственников. Данные по аварийности объектов электросетевого хозяйства на территории Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

На основании полученной информации наиболее частыми причинами повреждения являются:

- 1) Воздействие природных факторов (ветровые нагрузки, налипание мокрого снега, обледенение);
- 2) Повреждение оборудования;

- 3) Износ сетей;
- 4) Воздействие сторонних лиц, воздействие животных и птиц;
- 5) Неисправность оборудования.

Таблица 2.3.4.

Аварийность объектов электросетевого хозяйства

Сетевая организация	Класс напряжения	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		
		«Северный энергорайон»										
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»	35 кВ	Количество аварий, шт.	7	2	14	6	8	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций				
		Причины										
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	125	63	56	25	67	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций				
		Причины										
ООО «Охинские электрические сети»	35 кВ	Количество аварий, шт.	2	8	7	7	3	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций				
		Причины	Метеоусловия, сторонние отключения	Метеоусловия, повреждение оборудования	Станционные отключения, метеоусловия, повреждение оборудования	Станционные отключения, метеоусловия, повреждение оборудования	Станционные отключения, метеоусловия, повреждение оборудования	Станционные отключения, метеоусловия				
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	31	35	23	14	24	Метеоусловия, повреждение оборудования				
		Причины	Метеоусловия, сторонние отключения, повреждение оборудования	Метеоусловия, сторонние отключения, повреждение оборудования	Метеоусловия, сторонние отключения, повреждение оборудования	Метеоусловия, повреждение оборудования	Метеоусловия, повреждение оборудования	Метеоусловия, повреждение оборудования	Ложное срабатывание защит, повреждение оборудования, метеоусловия, сторонние отключения			
АО «Оборонэнерго»	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	-	-	-	-	-					
		Причины										
АО «Оборонэнерго»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	-	-	-	-	-					
		Причины										

Сетевая организация	Класс напряжения	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		-				Износ сетей
	0,22-0,4 кВ	Причины	-	-	-	-
		Количество аварий, шт.	-	-	-	-
		Причины	-	-	-	-
«Центральный энергорайон»						
	35 кВ	Количество аварий, шт.	2	0	4	9
		Причины	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций			
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	47	46	29	25
		Причины	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций			
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	17	20	22	0
		Причины	Ветровые нагрузки сверх нормативных, обледенение, налипание снега, повреждение ЭО техникой сторонних организаций			
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-			
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-			
	110 кВ	Количество аварий, шт.	16	17	15	28
		Причины	Воздействий стихийных явлений, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты монтажа, изготовление, воздействие сторонних лиц, воздействие животных и птиц.			
	35 кВ	Количество аварий, шт.	50	66	38	28
		Причины	Воздействий стихийных явлений, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты монтажа, изготовление, воздействие сторонних лиц, воздействие животных и птиц.			
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	254	287	284	444
		Причины	Воздействий стихийных явлений, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты монтажа, изготовление, воздействие сторонних лиц, воздействие животных и птиц.			
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	41	18

Сетевая организация	Класс напряжения	-	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
«Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД»	35 кВ	Причины	-	-	-	Воздействий стихийных явлений, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты монтажа, изготовление, воздействие сторонних лиц.	Воздействий стихийных явлений, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты монтажа, изготовление, воздействие сторонних лиц.
		Количество аварий, шт.	4	0	1	3	2
		Причины	Падение деревьев на провода ВЛ, гололед на проводах	-	Срабатывание защиты	Отгорел шлейф, Выход из строя разрядников, выход из строя опорного изолятора	Отгорел шлейф, выход из строя изолятора на ТМ.
		Количество аварий, шт.	99	67	54	58	66
			Погодные условия, перегорание высоковольтной вставки, несанкционированное вмешательство	Обрыв провода, касание дерева, постороннее вмешательство, повреждение муфты КЛ	Неисправность КЛ, перегорание предохранителей, Неисправность изоляторов	Обрыв проводов, погодные условия, схлест проводов, выход из строя изолятора.	Влияние погодных условий, обрыв провода, срыв вязок с изоляторов ВЛ, срабатывание защиты
	6 (10) кВ	Причины	Перекрытие опорной изоляции; выход из строя КТПОл, ОЛ, ТМ; Обрыв шлейфа; нарушение вязки провода; повреждение КЛ; перегорание ТН; обрыв провода; Разрушение или срыв изолятора ШФ; падение опоры в	Схлест проводов, касание дерева, срыв изолятора, отгорание шлейфа, повреждение КЛ, повреждение ОМ, обрыв проводов, перегорание высоковольтной вставки.	Обрыв провода, срыв изоляторов, перегорание предохранителей, погодные условия, повреждение КЛ, перекрытие опорной изоляции, касание проводов деревьями, износ эл. об-ия.	Срабатывание защиты, влияние погодных условий.	Неисправность КЛ, перегорание предохранителей, неисправность ОМ-1,25/10

Сетевая организация	Класс напряжения	-	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			связи с непогодой; обрыв провода из-за обледенения				
			<p>Попадание посторонних предметов на ЛР ВЛ-10кВ (ветка дерева), падение дерева на ВЛ-10кВ, ЗТП-6кВ (попадание металлического листа на оборудование ЗТП-2, погодные условия). Падение опоры.</p> <p>Возгорание травы и кустарников полосы отвода в месте прохождения ВЛ-10кВ. Битый опорный изолятор, битый ПКТ-10.</p>	<p>Погодные условия. Посторонний предмет на изоляции тр-ра. Перегорание предохранителя</p>	<p>Схлест проводов, погодные условия, обрыв проводов, срабатывание защиты, касание проводов опоры, обрыв изоляторов.</p>	<p>Схлест проводов, погодные условия, обрыв проводов, срабатывание защиты.</p>	<p>Схлест проводов, касание дерева, срыв изолятора, отгорание шлейфа, повреждение КЛ, повреждение ОМ, обрыв проводов, перегорание высоковольтной вставки.</p>
			<p>Отгорание шлейфа ЛР, отгорание шлейфа КТПО. Пережог провода. Подмыв опор ВЛ. Срыв вязок с изоляторов ВЛ. Срыв изоляторов ВЛ. Колотые изоляторы на ВЛ. Излом траверсы. Падение опоры на</p>	<p>Погодные условия. Посторонний предмет на изоляции тр-ра. Плохой контакт. Неисправность рЛНД</p>	<p>Обрыв проводов, вязок, срыв изоляторов, наклон опоры, срабатывание РВО, перегорание шлейфов</p>	<p>Перегорание предохранителей, попадание птицы на ТМ, повреждение КЛ-6кВ, Отключение питающей линии Сахэнерго, повреждение изоляторов, отгорание шлейфов, срыв вязок с</p>	<p>Срабатывание защиты, влияние погодных условий, наклон опоры, неисправность рЛНД.</p>

Сетевая организация	Класс напряжения		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
			<p>абонентской отпаечной ВЛ. Перегорание, разрушение в/в предохранителей. Возгорание в/в учета электроэнергии. Срабатывание ВБЭК-39, К-102, К-106 от действия защит.</p> <p>Обрыв вязок; разрушение изолятора Р КТПО; пробой проходного изолятора; влияние погодных условий; разрушение изолятора ШФ-20; отторжение провода</p>	<p>Отгорел шлейф. Налипание снега. Плохой контакт на РЛНД. Обрыв провода. Неисправность изолятора. Перегорел нож РЛНД. Обрыв изолятора. Заниженное напряжение. Повреждение кабельной муфты. Слетела вязка изолятора</p>	<p>Неисправность проходной изоляции, падение опоры, обрыв проводов, перегорание предохранителей, неисправность РЛНД</p>	<p>Неисправность ОМ-1,25/10. Влияние погодных условий. Перегорание в/в вставки. Срыв в/в вязки провода. Падение дерева на провода ВЛ.</p>	<p>изоляция, изоляторов, Погодные условия</p>	
			27	12	12	7	13	
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.						
		Причины	<p>Неисправность автоматического выключателя, обрыв провода ВЛ-0,22</p> <p>Перегорание предохранителя; повреждение КЛ; неисправность ТТ; обрыв</p>	<p>Неисправность автоматического выключателя, обрыв провода, отгорание н/в наконечника</p> <p>Неисправность магнитного пускателя, плохой контакт, обрыв провода</p>	<p>Перегорание руб-ка, схлест проводов, неисправность магн. пускателя, повреждение КЛ</p> <p>Погодные условия, перегорание предохранителей, повреждение КЛ</p>	<p>Повреждение КЛ-0,22 кВ.</p>	<p>Неисправность автомата, перегорание предохранителей.</p> <p>Неисправность автоматического выключателя, повреждение КЛ-0,4кВ, обрыв провода</p>	

Сетевая организация	Класс напряжения		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			провода; повреждение опоры				
			Перезапуск стабилизаторов напряжения из за некорректной работы. Перегорание полюса автоматического выключателя. Отключение автоматического выключателя возбуждения ПЭС-6.	Неисправность автомата	Обрыв вязок к изоляции	Неисправность автоматического выключателя	Нагрев нулевого провода
			Перезаделка концевых кабельных разделок. Отключение автоматического выключателя.	Обрыв провода. Отключение автомата	Схлест проводов	Отключение автомата, неисправность трансформатора тока.	Неисправность предохранителя
			Неисправность автоматических выключателей. Несанкционированное вмешательство. Наклон опоры ВЛ-0,4 кВ на станции.	Перегорание плавкой вставки		Отключение автоматических выключателей	Неисправность автоматического выключателя,
	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-	-
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-	-
АО «Оборонэнерго»	35 кВ	Количество аварий, шт.	1	2	-	2	2

Сетевая организация	Класс напряжения	Причины	2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
			Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы	Повреждение травесы, ТМ		
МУП «ПКК-1»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	28	32	13	25	29					
		Причины	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей				
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	30	11	12	9	10					
		Причины	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей	Износ сетей					
	35 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0					
		Причины	-	-	-	-	-					
6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0						
	Причины	-	-	-	-	-						
0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0						
	Причины	-	-	-	-	-						
35 кВ	Количество аварий, шт.	2	1	2	0	0						
	Причины	заводской дефект, ветхие сети	мех повреждения	мех повреждения								
МУП «Электросервис»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	38	39	49	31	39					
		Причины	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети				
0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	52	58	45	44	41						
	Причины	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети	мех. повреждения, ветхие сети					
АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0					
		Причины	-	-	-	-	-					
0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0						
	Причины	-	-	-	-	-						
6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д						
	Причины	-	-	-	-	-						

Сетевая организация	Класс напряжения	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	
МУП «Районные электрические сети» г. Корсакова	0,22-0,4 кВ	Причины	-	-	-	-	
		Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	
		Причины	-	-	-	-	
МУП «Холмский городской округ» «Горэлектросеть»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	1	3	12	5	
		Причины	Основными причинами внеплановых отключений ВЛ - 6 (10) кВ являются погодные условия (ветровые нагрузки и налипание снега), а также агрессивная среда (морской климат).				
		Количество аварий, шт.	23	21	20	19	11
МУП «Невельские районные электрические сети»	0,22-0,4 кВ	Причины	Основными причинами внеплановых отключений КЛ-0,22(0,4)кВ – являются: 70% износ кабельных линий к жилым домам и 30% проведение земельных работ подрядными строительными организациями.				
		Количество аварий, шт.	-	18	30	16	48
		Причины	погодные условия				
МУП «Невельские районные электрические сети»	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	-	-	-	-	
		Причины	-	-	-	-	
		Причины	-	-	-	-	
Энергорайон «Киринского ГКМ»							
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	
		Причины	-	-	-	-	
		Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	
МУП «Водоканал» (Ноглики)	0,22-0,4 кВ	Причины	-	-	-	-	
		Количество аварий, шт.	-	-	-	-	
		Причины	-	-	-	-	
Энергорайон «Ныш»							
МУП «Водоканал» (Ноглики)	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	
		Причины	-	-	-	-	
		Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	
МУП «Транспорт»	6 (10) кВ	Причины	-	-	-	-	
		Количество аварий, шт.	-	-	1	-	
		Причины	-	-	Против ОПН (гроза)	-	
Энергорайон «Внахту»							

Сетевая организация	Класс напряжения	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	0,22-0,4 кВ	-	-	-	-	-
		Количество аварий, шт.	-	-	-	-
		Причины	-	-	-	-
Энергорайон «Хоз»						
МУП «Транспорт»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	-	-	-	1
		Причины	-	-	-	Обрыв провода (обледенение)
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	-	-	-	-
		Причины	-	-	-	-
«Первомайский энергорайон»						
ООО «Энергетик»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-
Энергорайон «Сфера»						
ООО «СахГЭК»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-
Энергорайон «Сфера-2»						
ООО «СахГЭК»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-
Энергорайон «Пихтовое»						
ООО «Пихтовое»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-

Сетевая организация	Класс напряжения	-	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	0	0	0	0	0
		Причины	-	-	-	-	-
Энергорайон «Новиково»							
МУП «Районные электрические сети» г. Корсакова	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-	-
	0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Причины	-	-	-	-	-

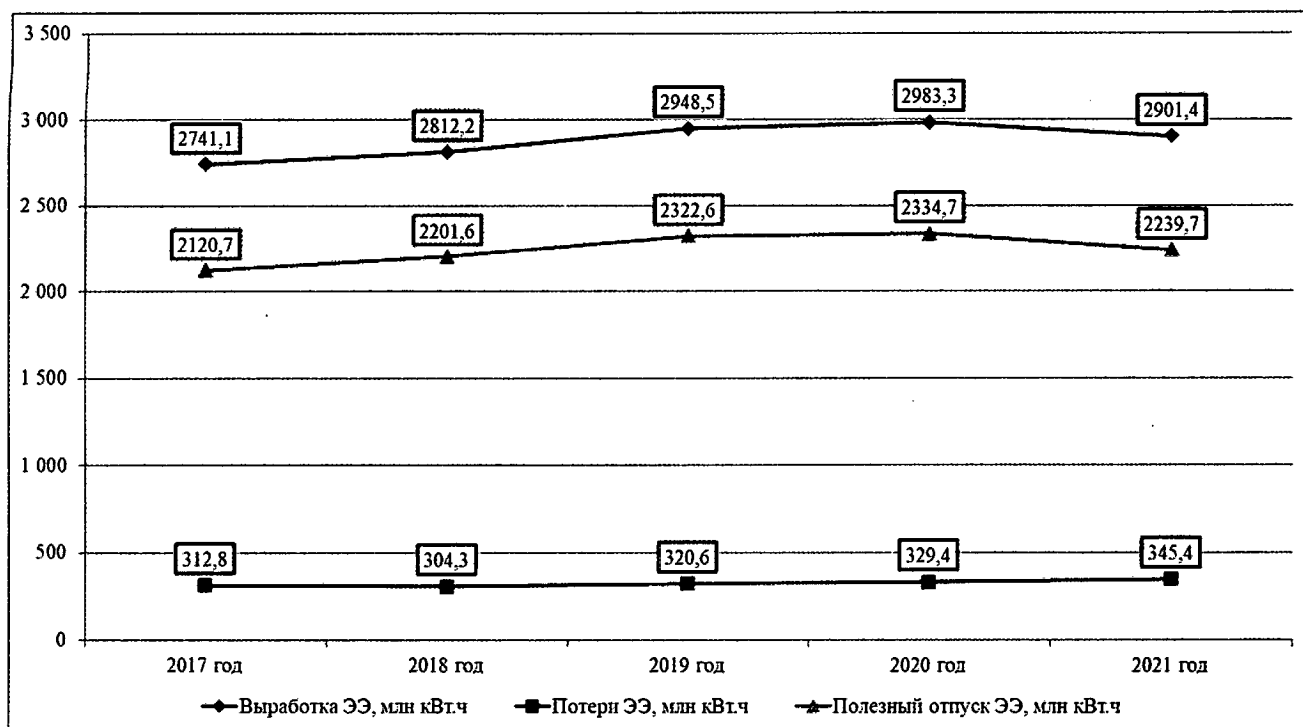
2.4. Баланс электроэнергии

Производство электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в 2021 году составило 2917,163 млн. кВт*ч – на 2,2 % меньше, чем в 2020 году и 106,4 % от производства 2017 года. Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии в 2017 – 2021 годах представлены в таблице 2.4.1 и на рисунках 2.4.1 - 2.4.2.

Таблица 2.4.1.

Баланс электрической энергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Территориальная энергосистема Сахалинской области					
Выработка электрической энергии ЭС	2741,1	2812,2	2948,5	2983,3	2901,4
Собственные нужды ЭС	263,9	263,2	273,3	293,4	289,0
Хозяйственные нужды ЭС	43,7	43,2	31,9	25,9	27,3
Потери электроэнергии в электрических сетях	312,8	304,3	320,6	329,4	345,4
Полезный отпуск электроэнергии	2120,7	2201,6	2322,6	2334,7	2239,7
- промышленные потребители	367,6	365,4	384,9	358,8	267,5
- сельское хозяйство	56,8	75,5	103,1	126,0	121,7
- население	715,0	743,5	761,2	797,1	790,3
- прочие	1041,4	1083,2	1133,1	1129,6	1160,2
Продажа электроэнергии между энергокомпаниями⁷	60,1	66,2	59,7	76,9	99,4



⁷ При расчете полезного отпуска учитывается со знаком «минус»

Рисунок 2.4.1. Динамика выработки электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч.

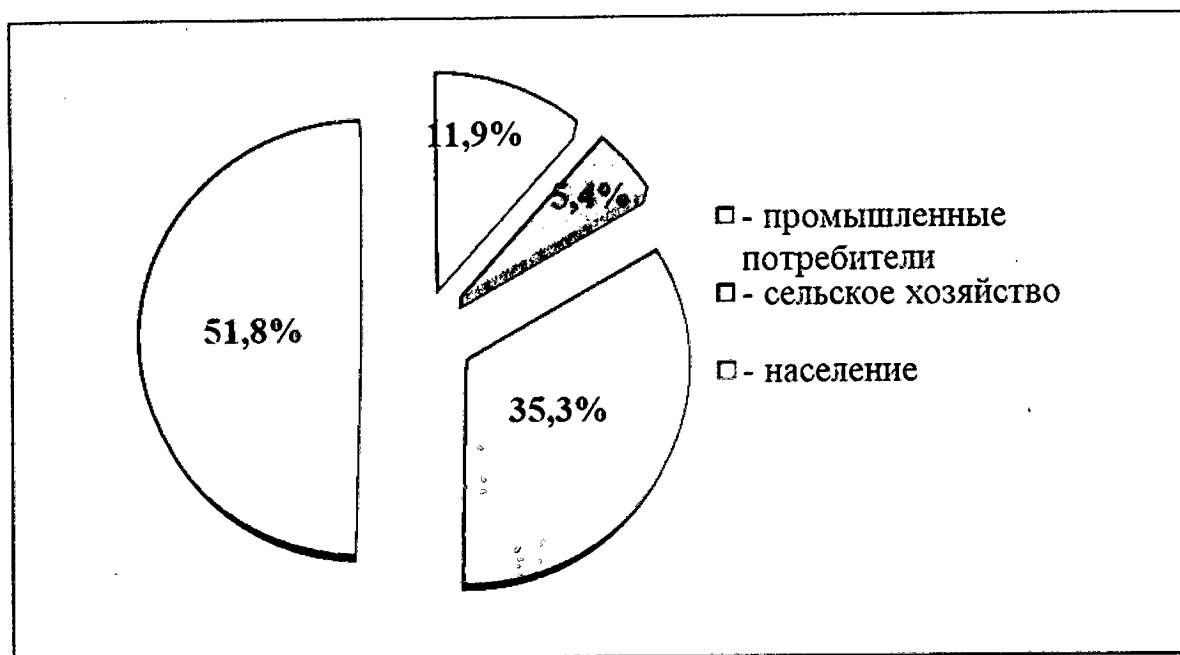


Рисунок 2.4.2. Структура полезного отпуска электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области с разбивкой по основным группам потребителей в 2021 г., млн. кВт*ч.

На рисунке 2.4.2 представлена структура потребления электрической энергии за 2021 год. Основную долю в структуре потребления электрической энергии Сахалинской области занимают прочие потребители (51,8 %). Расход электроэнергии на нужды населения занимает второе место в структуре потребления электрической энергии и составляет 35,3 %. Доля промышленных потребителей занимает третье место Сахалинской области и составляет порядка 11,9 %. Доля сельского хозяйства составляет 5,4 %.

«Северный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории Северного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.2 и на рисунках 2.4.3 - 2.4.4.

Таблица 2.4.2.

Баланс электрической энергии «Северного энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	212,588	207,363	208,020	179,260	120,807
Собственные нужды ЭС	30,133	28,956	30,249	28,974	27,342
Производственные и хозяйственные нужды	3,998	4,275	4,119	4,255	4,193
Потери электроэнергии в электрических сетях	16,541	14,409	13,372	11,556	12,831

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Полезный отпуск электроэнергии	161,916	159,723	160,280	134,475	76,441
- промышленные потребители	102,004	97,326	96,003	64,755	23,204
- сельское хозяйство	0,050	0,032	0,031	0,032	0,066
- население	23,552	24,314	23,612	23,191	22,425
- прочие	36,310	38,051	40,634	46,497	30,746

В 2021 г. зафиксировано снижение электропотребления в «Северном энергорайоне» на 58,453 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в «Северном энергорайоне» снизилось на 91,78 млн. кВт*ч (на 43,17 %).

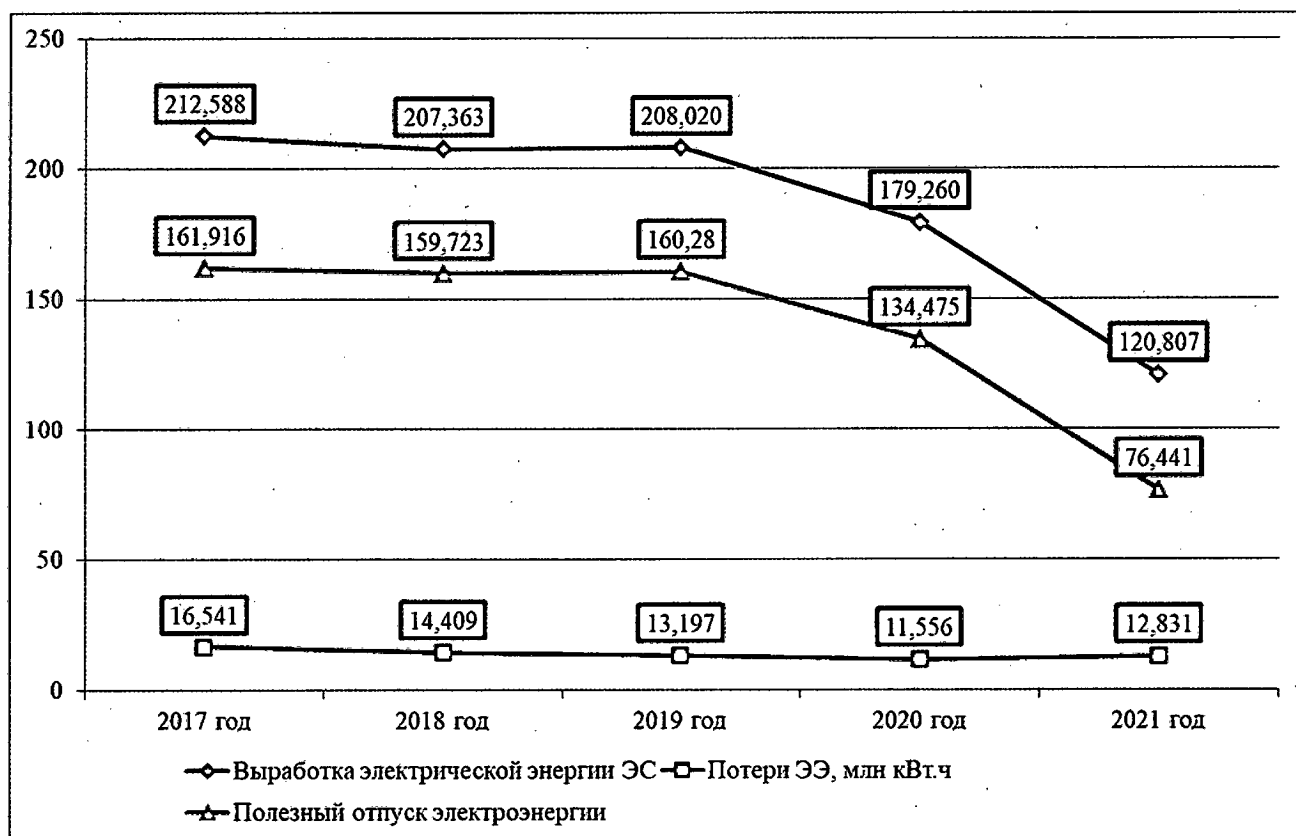


Рисунок 2.4.3. Динамика выработки электроэнергии «Северного энергорайона» в 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч.

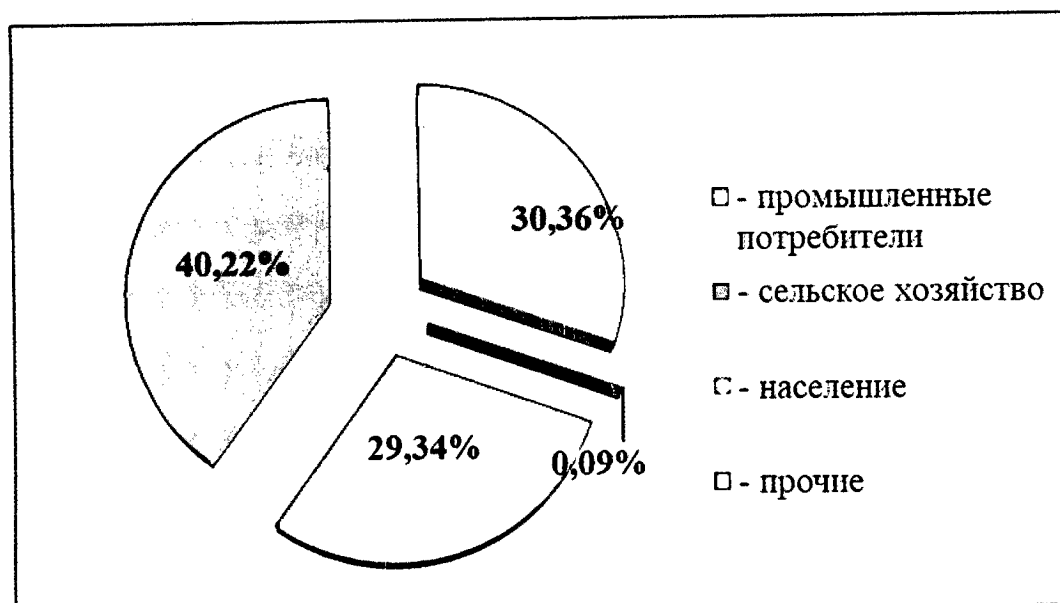


Рисунок 2.4.4. Структура полезного отпуска электроэнергии «Северного энергорайона» с разбивкой по основным группам потребителей в 2021 г., млн. кВт.ч.

«Центральный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории «Центрального энергорайона» в 2017 – 2021 годах представлены в таблице 2.4.3 и на рисунках 2.4.5 - 2.4.6.

Таблица 2.4.3.

Баланс электрической энергии «Центрального энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	2384,835	2443,262	2557,657	2609,396	2580,662
- «НГЭС»	205,156	214,928	205,281	187,068	164,290
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	149,545	166,821	93,073	-	-
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)	-	-	90,111	361,900	356,757
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2012,167	2046,092	2154,489	2044,567	2044,749
- «Томаринская ТЭЦ»	2,984	2,889	2,399	3,026	3,333
- «Холмская ТЭЦ»	13,083	12,532	12,304	12,835	11,553
- «Долинская ТЭЦ»	1,900	-	-	-	-
Собственные нужды ЭС	226,403	226,882	234,331	254,433	252,55
- «НГЭС»	8,763	9,178	8,766	8,025	7,033
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	26,906	29,059	24,066	-	-
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)	-	-	-	54,968	55,189
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	185,407	183,452	195,942	185,544	184,9
- «Томаринская ТЭЦ»	1,688	1,606	1,556	1,697	1,911
- «Холмская ТЭЦ»	3,636	3,587	4,001	4,199	3,517
- «Долинская ТЭЦ»	0,003	-	-	-	-
Хозяйственные нужды ЭС	38,304	37,479	26,265	19,876	19,692

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
- АО «НГЭС»	0,141	0,150	0,141	0,129	0,113
- ПАО «Сахалинэнерго»	31,08	29,916	19,134	12,3	12,094
- МУП «Водоканал» (г. Томари)	0,649	0,651	0,367	0,700	0,822
- МУП «Тепло» (г. Холмск)	6,434	6,762	6,623	6,747	6,663
Потери электроэнергии в электрических сетях	275,223	268,021	283,041	293,275	307,875
- АО «НГЭС»	0,986	1,032	0,987	0,900	8,664
- ПАО «Сахалинэнерго»	274,001	266,809	281,839	292,155	299,067
- МУП «Водоканал» (г. Томари)	-	-	-	-	-
- МУП «Тепло» (г. Холмск)	0,236	0,180	0,215	0,220	0,144
Полезный отпуск электроэнергии	1 844,906	1 910,880	2 014,020	2 041,811	2 000,545
Полезный отпуск электроэнергии по энергокомпаниям и группам потребителей					
АО «НГЭС»	195,395	204,571	195,53	178,013	148,918
- промышленные потребители	101,856	99,253	99,071	64,228	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	12,146	12,363	12,285	12,365	12,595
- прочие	81,393	92,955	84,173	101,361	136,322
ПАО «Сахалинэнерго»	1704,320	1769,840	1876,200	1938,380	1949,669
- промышленные потребители	132,330	133,210	144,300	178,400	186,284
- сельское хозяйство	56,750	75,430	102,120	124,110	118,723
- население	633,010	651,200	668,000	702,730	703,672
- прочие	882,230	910,000	961,780	933,150	940,990
МУП «Водоканал» (г. Томари)	0,647	0,632	0,476	0,629	0,600
- прочие	0,647	0,632	0,476	0,629	0,600
МУП «Тепло» (г. Холмск)	2,777	2,000	1,465	1,669	1,209
- прочие	2,777	2,000	1,465	1,669	1,209
МУП «Теплоснабжающая компания» (г. Долинск)	1,897	-	-	-	-
- прочие	1,897	-	-	-	-
Продажа электроэнергии между энергокомпаниями⁸	60,130	66,163	59,651	76,880	99,413

В 2021 г. зафиксировано снижение электропотребления в «Центральном энергорайоне» на 28,734 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в «Центральном энергорайоне» увеличилось на 195,827 млн. кВт*ч (на 8,2 %).

⁸ При расчете полезного отпуска учитывается со знаком «минус»

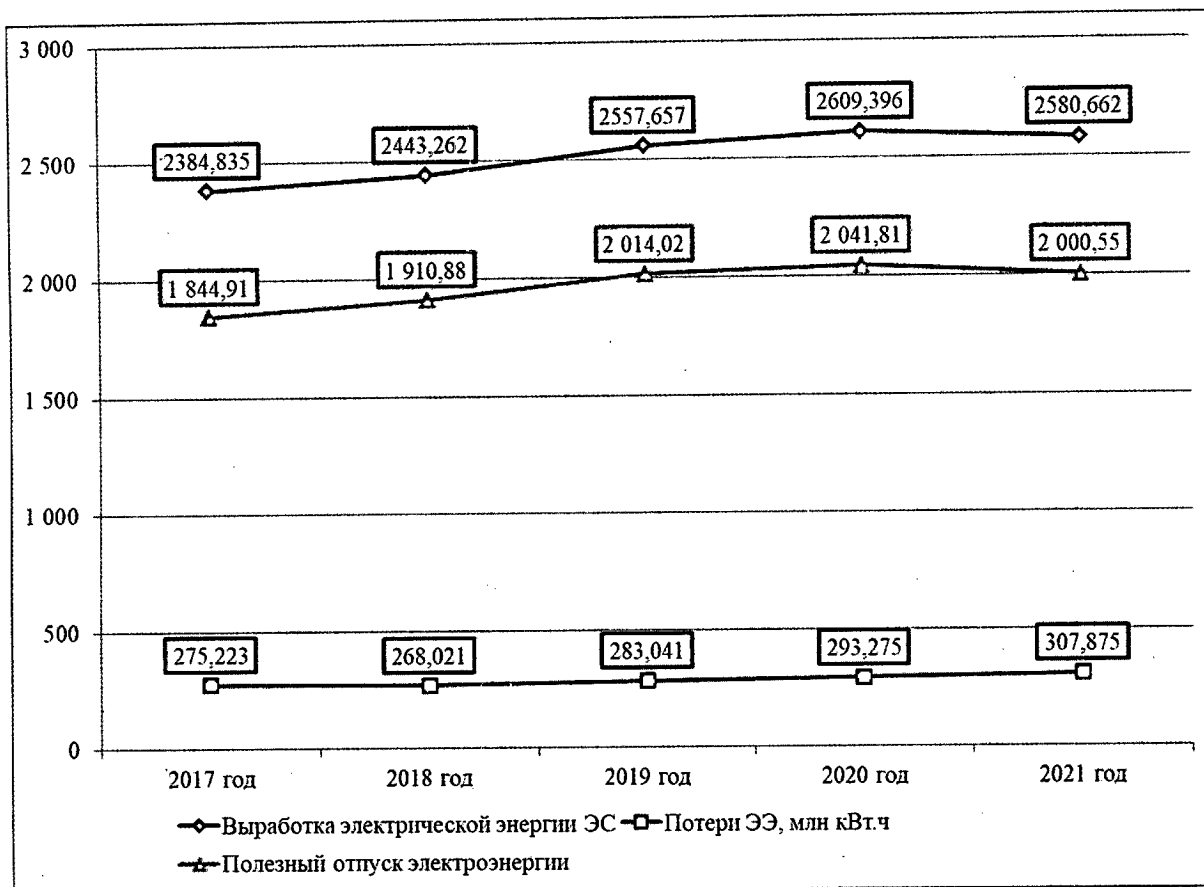


Рисунок 2.4.5. Динамика выработки электроэнергии «Центрального энергорайона» в 2017-2021 г.г., млн. кВт*ч.

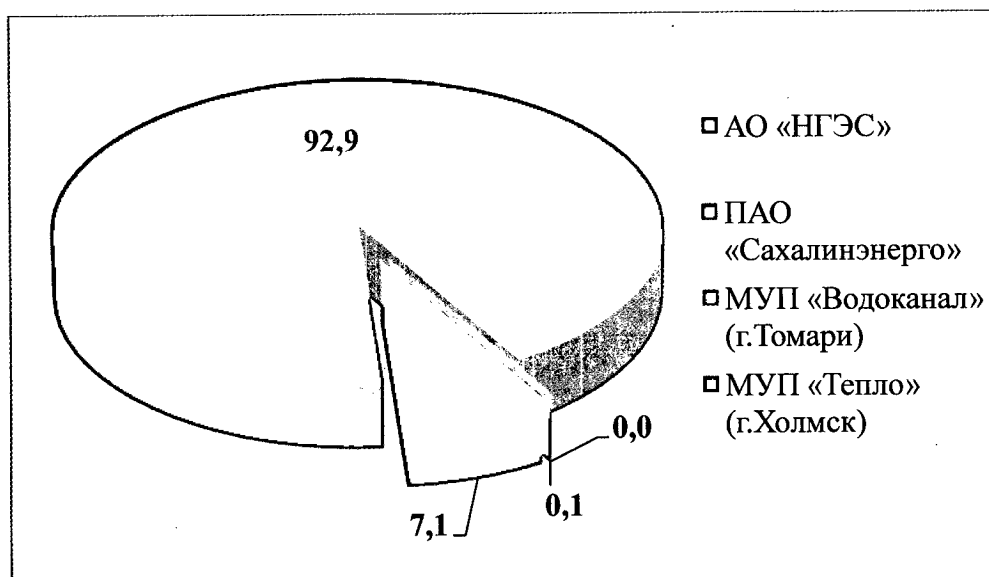


Рисунок 2.4.6. Структура полезного отпуска электроэнергии «Центрального энергорайона» с разбивкой по основным группам потребителей в 2021 г., млн. кВт*ч.

Децентрализованные энергорайоны

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории децентрализованных энергорайонов в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.4.

Баланс электрической энергии децентрализованных энергорайонов

Сахалинской области в период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	143,7	161,6	182,9	194,6	199,9
Собственные нужды ЭС	7,4	7,3	8,7	10,0	9,1
Хозяйственные нужды ЭС	1,4	1,4	1,5	1,7	3,4
Потери электроэнергии в электрических сетях	21,1	21,9	24,4	24,6	24,7
Полезный отпуск электроэнергии	113,9	131,0	148,3	158,4	162,7
- промышленные потребители	31,4	35,6	45,5	51,4	58,0
- сельское хозяйство	0,0	0,1	0,9	1,9	2,9
- население	46,3	55,6	57,3	58,8	51,6
- прочие	36,1	39,5	44,6	46,3	50,3

Энергорайон «Киринского ГКМ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5.

Баланс электрической энергии энергорайона «Киринского ГКМ» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	12,966	13,129	12,386	13,353	16,941
Собственные нужды ЭС	1,671	1,672	1,626	1,67	1,722
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	1,316	1,706	1,705	1,849	2,325
Полезный отпуск электроэнергии	9,979	9,751	9,056	9,834	12,894
- промышленные потребители	9,979	9,683	8,854	9,476	11,442
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- прочие ⁹	0,000	0,067	0,201	0,358	1,452

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Киринского ГКМ» на 3,588 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 3,975 млн. кВт*ч (на 30,7 %).

Энергорайон «Ныш»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.6.

⁹ продажа электрической энергии по утверждённому тарифу с 01.07.2018

**Баланс электрической энергии энергорайона «Ныш»
за период 2017 – 2021 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,198	1,48	1,454	1,363	1,374
Собственные нужды ЭС	0,111	0,103	0,106	0,093	0,092
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,219	0,48	0,495	0,463	0,463
Полезный отпуск электроэнергии	0,868	0,896	0,853	0,807	0,819
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,508	0,503	0,495	0,463	0,435
- прочие	0,361	0,393	0,358	0,344	0,384

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Ныш» на 0,011 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,176 млн. кВт*ч (на 14,7 %).

Энергорайон «Виахту»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Виахту»
за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,812	0,796	0,794	0,807	0,859
Собственные нужды ЭС	0,034	0,032	0,032	0,039	0,041
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,103	0,095	0,104	0,103	0,212
Полезный отпуск электроэнергии	0,675	0,669	0,658	0,665	0,606
- промышленные потребители	0,166	0,185	0,181	0,125	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,311	0,315	0,285	0,318	0,362
- прочие	0,198	0,169	0,192	0,222	0,244

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Виахту» на 0,052 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,047 млн. кВт*ч (на 5,8 %).

Энергорайон «Хоз»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.8.

Таблица 2.4.8.

Баланс электрической энергии энергорайона «Хоз» за период 2017 – 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,912	0,965	0,957	0,882	0,792
Собственные нужды ЭС	0,049	0,055	0,05	0,044	0,051
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,113	0,115	0,121	0,113	0,121
Полезный отпуск электроэнергии	0,75	0,795	0,786	0,725	0,62
- промышленные потребители	0,098	0,109	0,107	0,085	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,499	0,532	0,504	0,495	0,486
- прочие	0,153	0,154	0,175	0,145	0,134

В 2021 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Хоз» на 0,09 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,12 млн. кВт*ч (на 13,16 %).

«Первомайский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9.

Баланс электрической энергии «Первомайского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,633	1,71	1,676	1,716	1,651
Собственные нужды ЭС	0,05	0,053	0,051	0,053	0,05
Хозяйственные нужды ЭС	0,062	0,054	0,058	0,058	0,055
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,406	0,452	0,4	0,438	0,399
Полезный отпуск электроэнергии	1,116	1,152	1,167	1,167	1,147
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,67	0,681	0,663	0,662	0,641
- прочие	0,446	0,471	0,504	0,505	0,506

В 2021 г. зафиксировано снижение электропотребления «Первомайском» энергорайоне на 0,065 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчётный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,018 млн. кВт*ч (на 1,1 %).

Энергорайон «Сфера»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.10.

Таблица 2.4.10.

Баланс электрической энергии энергорайона «Сфера» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	15,834	16,263	15,494	16,424	16,301
Собственные нужды ЭС	1,059	1,074	1,01	1,076	1,414
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,07	1,702
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,035	3,128	2,57	2,528	0,42
Полезный отпуск электроэнергии	12,74	12,061	11,914	12,75	12,765
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	8,565	7,858	8,161	9,258	8,957
- прочие	4,175	4,203	3,753	3,492	3,808

В 2021 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Сфера» на 0,123 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчётный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,467 млн. кВт*ч (на 2,9 %).

Энергорайон «Сфера-2»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.11.

Таблица 2.4.11.

Баланс электрической энергии энергорайона «Сфера-2» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,506	1,337	1,466	0,204	0,555
Покупка электрической энергии от ПАО «Сахалинэнерго»	0,000	1,173	0,915	2,114	1,683
Собственные нужды ЭС	0,210	0,213	0,211	0,04	0,128

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,123	0,132	0,124	0,258	0,164
Полезный отпуск электроэнергии	2,173	2,165	2,046	2,02	1,946
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	1,497	1,486	1,428	1,464	1,466
- прочие	0,676	0,679	0,618	0,557	0,48

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Сфера-2» на 0,351 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчётный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 1,951 млн. кВт*ч (на 77,8 %).

Энергорайон «Пихтовое»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.12.

Таблица 2.4.12.

Баланс электрической энергорайона «Пихтовое» за период 2017 – 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,238	0,228	0,227	0,278	0,333
Собственные нужды ЭС	0,009	0,012	0,012	0,012	0,011
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,068	0,04	0,02	0,034	0,037
Полезный отпуск электроэнергии	0,161	0,176	0,195	0,231	0,285
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,152	0,168	0,167	0,152	0,173
- прочие	0,009	0,008	0,028	0,079	0,113

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Пихтовое» на 0,055 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчётный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,095 млн. кВт*ч (на 39,9 %).

Энергорайон «Новиково»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.13.

Таблица 2.4.13.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Новиково»
за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,639	1,703	1,662	1,603	1,704
Собственные нужды ЭС	0,031	0,033	0,032	0,023	0,071
Хозяйственные нужды ЭС	0,102	0,106	0,103	0,059	0,085
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,056	0,265	0,097	0,031	-
Полезный отпуск электроэнергии	1,45	1,30	1,43	1,49	1,548
- промышленные потребители	0,04	0,05	0,05	0,05	0,048
- сельское хозяйство	0,00	0,00	0,00	0,00	0
- население	0,98	0,87	0,88	0,97	1,03
- прочие	0,43	0,39	0,50	0,48	0,47

В 2021 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Новиково» на 0,102 млн. кВт*ч по сравнению с 2020 г. В целом за отчетный период 2017 – 2021 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,066 млн. кВт*ч (на 4,03%).

Децентрализованные энергорайоны Курильских островов

Сводные данные по динамике производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории децентрализованных энергорайонов Курильских островов в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 2.4.14. Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии децентрализованных энергорайонов Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

Таблица 2.4.14.

**Баланс электрической энергии децентрализованных энергорайонов
Курильских островов за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	105,93	124,006	146,749	157,998	159,377
Собственные нужды ЭС	4,159	4,095	5,563	6,926	5,499
Хозяйственные нужды ЭС	1,188	1,327	1,791	2,0	2,17
Потери электроэнергии в электрических сетях	16,638	16,647	19,674	20,852	22,193
Полезный отпуск электроэнергии	83,945	101,986	120,207	128,687	130,098
- промышленные потребители	21,118	25,571	36,342	41,662	46,474
- сельское хозяйство	0	0,085	0,907	1,877	2,922
- население	33,127	43,222	44,749	45,027	38,034

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
- прочие	29,7	33,059	37,723	39,654	42,085

2.5. Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Электропотребление на душу населения на территории Сахалинской области в 2021 году составило 1580,5 кВт*ч/чел. – на 0,5 % меньше, чем в 2020 году и на 11,7 % больше, чем электропотребления на душу населения 2017 года.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории Сахалинской области в период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории Сахалинской области в период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего по Сахалинской области					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	689,8	719,3	738,3	775,7	798,3
Население, тыс. чел.	487,34	490,18	489,64	488,26	485,62
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1415	1467	1508	1589	1643
«Северный энергорайон»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	0,024	0,024	0,024	0,023	0,022
Население, тыс. чел.	22,91	22,61	22,22	21,83	21,57
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1,048	1,061	1,080	1,054	1,020
«Центральный энергорайон»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	645,16	663,56	680,28	715,1	724,585
Население, тыс. чел.	443,14	445,18	444,76	443,59	439,402
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1455,9	1490,5	1529,5	1612,1	1649,0
Децентрализованные энергорайоны о. Сахалин					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	11,685	10,927	11,155	12,318	13,552
Население, тыс. чел.	1,89	1,87	1,86	1,88	3,148
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	6183	5843	5997	6552	4304,867
Децентрализованные энергорайоны Курильских островов					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	33,007	43,068	44,385	44,802	29,363
Население, тыс. чел.	19,4	20,52	20,8	20,96	21,5
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1701	2099	2134	2138	1366

2.6. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупнейшими предприятиями и организациями Сахалинской области являются:

1. **ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»** одно из старейших нефтедобывающих предприятий России. Основными видами деятельности общества является добыча и транспортировка нефти и природного газа. ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз» выполняет функции оператора по более чем тридцати лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений Сахалина. В 2021 г. ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз» перешел в собственность ООО «ННК-Ойл».

2. **«Эксон Нефтегаз Лимитед»** является оператором проекта «Сахалин-1». Ведёт освоение трех морских месторождений: «Чайво», «Одопту» и «Аркутун-Даги», расположенных на северо-восточном шельфе о.Сахалин.

3. **«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет освоение «Пильтун-Астохского» и «Лунского» месторождений на северо-восточном шельфе о. Сахалин.

4. **ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»** в рамках проекта «Сахалин-3» ведет освоение «Кириного» газоконденсатного месторождения с применением подводного добычного комплекса, без надводных конструкций.

5. **ООО «Восточная Горнорудная компания»** – крупнейшее угледобывающее предприятие Сахалинской области. В состав ООО «Восточная Горнорудная компания» входят следующие предприятия:

– ООО «Солнцевский угольный разрез» – ведет разработку участков «Южный-1» и «Южный-2» «Солнцевского» угольного месторождения в Углегорском районе Сахалинской области;

– ООО «Угольный морской порт Шахтерск» – морской терминал, расположенный в 28 км от «Солнцевского угольного разреза» в п.г.т. Шахтерск Углегорского района.

6. **АО «СКК»** - организация Сахалинской области, осуществляющая производственную деятельность по надёжному и качественному теплоснабжению и горячему водоснабжению г. Южно-Сахалинска, п/р Ново-Александровск, с. Березняки, с. Восточка, с. Синегорск, с. Санаторный и др., а также организации водоснабжения и водоотведения в пригородах г. Южно-Сахалинска.

Также крупные потребители осуществляют свою деятельность на территории Курильских островов, к ним относятся:

1. **ООО «Рыбокомбинат Островной»** – одно из крупнейших рыбоперерабатывающих предприятий о. Шикотан, расположенное в с. Малокурильское. Основным видом деятельности является производство замороженной рыбы и консервы.

2. **ООО ПКФ «Южно-Курильский Рыбокомбинат»** – является одним из крупнейших рыбодобывающих предприятий о. Кунашир и одним из крупнейших в России добытчиков морского серого ежа.

3. **ЗАО «Курильский рыбак»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания. Четыре рыбоперерабатывающих завода компании расположены на двух островах Курильского архипелага, три из которых находятся на о. Итуруп и один – на о. Шикотан. Основную долю выпускаемой продукции составляет мороженая рыба и филе, производимые для российского рынка и на экспорт.

4. **ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания холдинга «Salmonica», расположенная на о. Парамушир. Предприятие специализируется на добыче и переработке донных видов рыб и дикого, природного гребешка.

5. **ООО «Алаид»** – рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания, расположенная на о. Парамушир. Основными объектами промысла являются: треска, минтай, камбала, навага, рыба лососевых пород и морской гребешок.

Перечень потребителей электрической энергии, с объёмом потребления электрической энергии от 1,0 млн. кВт*ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2017 – 2021 годы приведён в таблица 2.6.1

Таблица 2.6.1.

**Годовой объём потребления электроэнергии крупными потребителями
территориальной энергосистемы Сахалинской области
за период 2017 - 2021 г.г.¹⁰**

№	Наименование потребителя	Годовой объём потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
«Северный энергорайон»						-
1	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»	102,004	97,326	96,004	64,763	12,5
2	МУП «Охинское коммунальное хозяйство»	9,399	9,470	9,616	9,118	н/д
3	МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	1,986	1,982	1,567	1,679	н/д
«Центральный энергорайон»						
1	ООО «PCO «Универсал»	2,577	2,107	1,553	1,827	1,927
2	ООО «Солнцевский угольный разрез»	23,483	25,882	33,552	66,11	63,1
3	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	92,027	88,711	86,585	55,357	19,3
4	МУП «ПКК-1»	8,32	7,706	30,7	9,81	н/д
5	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»	3,941	4,356	4,872	4,816	3,888
6	Сахалинский Центр ОВД	1,123	1,232	1,237	1,24	н/д
7	АО «СКК»	27,0352	26,8382	21,054	29,554	29,221
8	АО «Совхоз Тепличный»	23,750	41,743	47,666	83,179	73,233
9	МУП «Городской водоканал»	22,55	22,50	24,520	19,849	20,343
10	ООО «Угольный морской порт Шахтёрск»	3,899	4,415	4,775	4,775	н/д
11	МУП «Водоканал» МО «Городской округ Ногликский»	22,56	22,50	21,82	н/д	12,0

¹⁰ Годовой объём потребления электроэнергии крупными потребителями на территории Курильских островов приведены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022-2026 годы и до 2035 года».

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
12	ООО «Теплосеть»	1,422	1,417	1,540	3,444	н/д
13	СПК РК «Дружба»	3,903	3,799	3,789	3,982	н/д
14	ФКУ «ИК №2»	3,097	2,956	2,994	2,440	н/д
15	СКБ САМИ ДВО РАН	0,478	0,421	0,298	0,393	0,361
16	Эксон Нефтегаз Лимитед	9,280	8,647	6,998	9,608	9,963
17	ГБУЗ «Сахалинская областная клиническая больница»	3,202	4,928	4,750	4,345	н/д
18	ФКУ «ИК- 1 УФСИН России по Сахалинской области»	3,041	3,162	2,561	3,361	2,941
19	АО «Южно-Сахалинск хлебокомбинат»	2,886	2,653	2,164	2,430	2,403
20	ООО «Олимп»	0,656	1,677	2,559	2,064	н/д
21	ООО «Аллея»	0,315	1,136	2,139	3,207	н/д
22	ЗАО «Сахалинстройкомплекс»	0,191	0,192	0,547	0,924	0,851
23	АО «Молочный комбинат «Южно-Сахалинск»	3,289	3,130	2,656	3,371	3,782
24	АО «Фирма «Вилмаг и К»	0,616	0,591	0,509	0,697	0,830
25	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»	14,887	14,705	12,718	14,939	14,433
26	ООО ТФ «Сахалинский бекон-2»	3,104	3,162	2,386	2,867	2,894
27	ЗАО «Пасифик»	1,184	1,166	0,933	1,022	1,237
28	АО Птицефабрика «Островная»	1,001	0,907	1,080	2,029	1,954
29	ООО «Рыбпромметалл»	0,324	0,374	0,372	0,280	н/д
30	ОАУ «СТК «Горный воздух»	2,185	2,514	2,185	1,082	0,505
31	АО Корсаковский завод пива и напитков «Северная звезда»	0,734	1,186	1,769	1,255	н/д
32	ООО «Арктик Интернейшнел»	0,667	0,764	0,666	0,779	0,803
33	ООО «МеталлПро»	0,985	0,882	0,788	1,090	1,148
34	ООО «Грин Агро-Сахалин»	0,267	0,792	2,690	3,500	3,809
35	ООО «СахГЭК»	0,219	1,425	1,169	2,416	н/д
36	ООО «Бриллиант»	13,568	13,512	11,947	12,600	13,864
37	КПСО «ПТУ»	2,971	3,217	2,919	3,433	3,513
38	ООО «ДВ Новый материк»	0,000	0,232	1,092	0,885	н/д
39	МКУ ГО «Город Южно-Сахалинск» «УКС»	0,000	0,000	0,195	1,658	н/д
40	ООО «Меридиан»	0,680	0,602	1,614	1,791	н/д
41	АО «Корсаковский морской торговый порт»	0,613	3,511	3,227	4,067	3,827
42	ООО «РК им. Кирова»	3,434	3,687	2,808	3,049	3,019
43	СП ООО «Сахалин-Шельф-Сервис»	3,392	2,463	3,629	4,095	н/д
44	ОАО «Российские железные дороги»	17,030	16,548	17,629	17,930	н/д
45	ООО «Компроспект» (градостроительный комплекс пр.Победы 9 (блок-секция №7,8,9,10)	0,185	0,156028	0,270	0,292	н/д
46	ООО «Армсахстрой» (С/о «Жилой квартал №1»)	н/д	1,326	1,853	1,348	н/д
47	ИП Михедов Андрей Николаевич	н/д	2,210	2,088	2,333	н/д
48	ООО «СЗ «АРТ ЭЛЬ» (Жилой комплекс «Зеленая планета» в с.Ново-Троицкое)	н/д	0,060	0,600994	0,748	н/д
49	ОГАУ «Спортивная школа водных видов спорта»	н/д	н/д	н/д	2,219	н/д
50	МКП «ШКХ» УГО	н/д	0,987	2,871	2,699	н/д

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
51	МУП «Тепло» (ТЭЦ)	3,046	2,997	2,209	3,177	3,090
52	МУП «Теплоснабжающая компания»	2,379	4,813	3,428	5,281	4,679
53	ООО «Специализированный застройщик «Сахинстрой»	1,175	1,143	1,056	0,702	0,368
Энергорайон «Киринского ГКМ»						
1	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	9,979	9,683	8,854	9,476	11,442

2.7. Баланс мощности

Балансы электрической мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области за отчетный период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблицах 2.7.1 - 2.7.12. На основании анализа баланса мощности можно сделать вывод о наличии резерва располагаемой мощности в энергорайонах Сахалинской области.

«Северный энергорайон»

Таблица 2.7.1.

Баланс электрической мощности «Северного энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Располагаемая мощность станций, МВт	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6
Максимум потребления, МВт	33,0	32,1	31,3	29,4	22,8
Фактический резерв располагаемой мощности	53,6	54,5	55,3	57,2	63,8
Число часов использования максимума мощности; час/год	6 442	6 460	6 646	6 097	7220

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 53,6 МВт в 2017 г. до 63,8 МВт в 2021 г. в связи с уменьшением потребления мощности.

«Центральный энергорайон»

Таблица 2.7.2.

Баланс электрической мощности «Центрального энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций; МВт	610,74	598,74	634,74	634,74	634,74
<i>в т.ч.:</i>					
- «НГЭС»	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Лермонтовка)	84,0	84,0	0	0	0
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Ильинское)	0	0	120,0	120,0	120,0
- «Томаринская ТЭЦ»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
- «Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
- «Долинская ТЭЦ»	12	0	0	0	0
Располагаемая мощность станций; МВт	604,24	592,24	628,24	628,24	628,24
в т.ч.:					
- «НГЭС»	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Лермонтовка)	84,0	84,0	0	0	0
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Ильинское)	0	0	120,0	120,0	120,0
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- «Томаринская ТЭЦ»	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
- «Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
- «Долинская ТЭЦ»	12	0	0	0	0
Максимум потребления; МВт	395	415	445	447	450
Фактический резерв располагаемой мощности	209,24	177,24	183,24	181,24	178,24
Число часов использования максимума мощности; час/год	6 032	5 882	5 743	5 815	4655

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 209,24 МВт в 2017 г. и минимумом 177,24 МВт в 2018 г.

Энергорайон «Кириновское ГКМ»

Таблица 2.7.3.

Баланс электрической мощности энергорайона «Кириновское ГКМ» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	9,28	9,28	9,28	9,28	9,28
Располагаемая мощность станций, МВт	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
Максимум потребления, МВт	2,72	2,7	2,7	2,56	3,2
Фактический резерв располагаемой мощности	4,24	4,26	4,26	4,4	3,76
Число часов использования максимума мощности; час/год	4767	4863	4587	5216	4500

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 4,4 МВт в 2020 г. и минимумом 3,76 МВт в 2021 г.

Энергорайон «Ныш»

Таблица 2.7.4.

Баланс электрической мощности энергорайона «Ныш» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Располагаемая мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Максимум потребления, МВт	0,31	0,288	0,284	0,257	0,25
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,29	0,312	0,316	0,343	0,35
Число часов использования максимума мощности; час/год	3865	5139	5120	5304	3276

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 0,29 МВт в 2017 г. до 0,35 МВт в 2021 г. в связи с уменьшением потребления мощности.

Энергорайон «Виахту»

Таблица 2.7.5.

Баланс электрической мощности энергорайона «Виахту» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	0,8	1,2	0,65	0,65	0,65
Располагаемая мощность станций, МВт	0,5	0,8	0,65	0,65	0,65
Максимум потребления, МВт	0,19	0,21	0,205	0,21	0,362
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,310	0,590	0,445	0,440	0,288
Число часов использования максимума мощности; час/год	4274	3790	3873	3843	1674

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась в период с 2017 по 2018 г.г. с 0,31 МВт до 0,59 МВт за счёт увеличения располагаемой мощности, в период 2019 - 2020 г.г. резерв мощности практически не изменялся. В 2021 г. резерв мощности снизился до 0,288 МВт за увеличения максимума потребления мощности.

Энергорайон «Хоз»

Таблица 2.7.6.

Баланс электрической мощности энергорайона «Хоз» за период 2017– 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	1,3	1,05	0,75	0,75	0,7
Располагаемая мощность станций, МВт	0,85	0,85	0,75	0,75	0,7
Максимум потребления, МВт	0,23	0,23	0,23	0,23	0,486
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,62	0,62	0,52	0,52	0,214
Число часов использования максимума мощности; час/год	3965	4196	4161	3835	1276

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва уменьшилась с 0,62 МВт в 2017 г. до 0,52 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением генерирующей мощности. В 2021 г. резерв мощности снизился до 0,214 МВт, в связи с увеличением максимума потребления.

«Первомайский энергорайон»

Таблица 2.7.7.

Баланс электрической мощности «Первомайского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	1,694	1,694	0,842	0,842	0,930
Располагаемая мощность станций, МВт	0,800	0,800	0,842	0,842	0,930
Максимум потребления, МВт	н/д	н/д	0,37	0,38	0,380
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	н/д	0,472	0,462	0,550
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	н/д	4530	4516	3018

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2019 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва уменьшилась с 0,472 МВт в 2019 г. до 0,462 МВт в 2020 г. в связи с увеличением потребления мощности, а в 2021 году увеличилась до 0,55 МВт, в связи с увеличением установленной мощности станций.

Энергорайон «Сфера»

Таблица 2.7.8.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность станций, МВт	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Максимум потребления, МВт	3,70	4,41	3,73	3,81	4,00
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	3,05	2,34	3,02	2,94	2,75
Число часов использования максимума мощности; час/год	4 527	4 283	5 115	5 058	3627

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. Динамика изменения максимума носила переменный характер с максимумом 3,05 МВт в 2017 г. и минимумом 2,34 МВт в 2018 г.

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 2.7.9.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера-2»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Максимум потребления, МВт	0,49	0,35	0,35	0,28	0,56
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,47	0,61	0,61	0,68	0,4
Число часов использования максимума мощности; час/год	5114	7414	6989	8579	3680

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 0,47 МВт в 2017 г. до 0,68 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением потребления мощности. В 2021 г. потребление мощности увеличилось, что привело к снижению резерва мощности до 0,4 МВт.

Энергорайон «Пихтовое»

Таблица 2.7.10.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Пихтовое»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	0,26	0,2	0,2	0,2	0,2
Располагаемая мощность станций, МВт	0,26	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	0,065	0,07	0,07	0,07	0,07
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,195	0,13	0,13	0,13	0,13
Число часов использования максимума мощности; час/год	3662	3257	3243	3971	4071

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носит постоянный характер в период 2018-2021 гг. и составляет 0,13 МВт.

Энергорайон «Новиково»

Таблица 2.7.11.

Баланс электрической мощности энергорайона «Новиково» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	5,214	5,214	5,214	4,666	4,666
Располагаемая мощность станций, МВт	5,214	5,214	5,214	4,666	4,666
Максимум потребления, МВт	0,42	0,41	0,39	0,37	0,394
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	4,794	4,804	4,824	4,296	4,272
Число часов использования максимума мощности; час/год	3902	4154	4262	4332	4027

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 4,824 МВт в 2019 г. и минимумом 4,272 МВт в 2021 г.

Децентрализованные энергорайоны Курильских островов

В таблице 2.7.12 приведены сводные данные балансов электрической мощности энергорайонов Курильских островов.

Таблица 2.7.12.

Баланс электрической мощности децентрализованных энергорайонов Курильских островов за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	42,332	46,735	64,13	64,378	65,858

Располагаемая мощность станций, МВт	32,531	35,911	45,549	46,502	47,158
Максимум потребления, МВт	20,630	25,047	27,310	33,966	34,631
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	11,156	10,864	14,589	12,536	11,257
Число часов использования максимума мощности; час/год	3882	4072	4401	3797	3757

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2021 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер. Баланс электроэнергии децентрализованных энергорайонов Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведён в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022 - 2026 годы и до 2035 года».

2.8. Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки по энергорайонам территориальной энергосистемы Сахалинской области за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведена в таблицах 2.8.1 - 2.8.13. На основании динамики изменения максимума и минимума нагрузки можно сделать вывод, что для большинства энергоузлов характерен зимний максимум и летний минимум нагрузки.

«Северный энергорайон»

Таблица 2.8.1.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Северного энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	27	26,8	25	23,2	20	18,3	17,2	18	18,3	20,4	23,2	22,1
Макс.	33	32,4	30,6	28,1	26,6	24,7	22,9	21,9	24,3	27,3	30,1	31,6
2018 г.												
Мин.	25,3	25,8	25	21,2	19,9	19,5	16,9	16,7	17,3	19,6	21,1	24,4
Макс.	32,1	31	30,3	27,7	25,1	24,6	23,2	23,4	26,3	26,4	30,6	32
2019 г.												
Мин.	25,5	25	24,1	22	20,2	19,7	16,3	16	17,9	19,4	21,9	23,3
Макс.	31,1	31,3	30,2	30,3	27,1	26	23,1	22,8	26,3	27,1	29,4	30,2
2020 г.												
Мин.	23,3	24,5	23,8	22	20,9	19,7	11,1	9	9,2	11,9	13,5	15,1
Макс.	29,3	29,1	28,4	29,4	26,6	26	23	14,5	17,6	18,9	21,9	20
2021 г.												
Мин.	15,9	15,8	13	13,9	11	7,9	7,9	7,9	8,4	10	12	13,2
Макс.	22,8	21,7	19,7	17,8	16,4	11,6	12,6	12,1	13,2	15,6	18,2	19,8

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август, за исключением 2019 г., когда в октябре была зафиксирована остановка станции).

Энергорайон «Ныш»

Таблица 2.8.4.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Ныш» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	0,199	0,187	0,175	0,161	0,154	0,123	0,074	0,08	0,106	0,174	0,119	0,154
Макс.	0,31	0,297	0,28	0,193	0,187	0,159	0,158	0,183	0,211	0,227	0,268	0,281
2018 г.												
Мин.	0,163	0,206	0,179	0,155	0,125	0,122	0,082	0,093	0,121	0,103	0,152	0,168
Макс.	0,254	0,288	0,266	0,255	0,224	0,224	0,175	0,209	0,24	0,247	0,268	0,284
2019 г.												
Мин.	0,168	0,176	0,162	0,127	0,102	0,1	0,084	0,088	0,11	0,121	0,156	0,165
Макс.	0,266	0,268	0,232	0,223	0,203	0,203	0,171	0,177	0,223	0,22	0,241	0,284
2020 г.												
Мин.	0,169	0,16	0,142	0,129	0,104	0,094	0,083	0,081	0,096	0,117	0,135	0,152
Макс.	0,241	0,257	0,237	0,191	0,184	0,177	0,156	0,143	0,164	0,184	0,219	0,236
2021 г.												
Мин.	0,169	0,160	0,142	0,129	0,104	0,094	0,083	0,081	0,096	0,117	0,142	0,160
Макс.	0,247	0,257	0,237	0,191	0,184	0,177	0,156	0,136	0,164	0,184	0,219	0,288

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2021 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август).

Энергорайон «Виахту»

Таблица 2.8.5.

Динамика изменения нагрузки энергорайона «Виахту» за период 2017 - 2021 г.г.

Год	2017	2018	2019	2020	2021
Мин.	0,035	0,1	0,1	0,1	0,05
Макс.	0,19	0,21	0,205	0,21	0,21

Таблица 2.8.6.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Виахту»

за 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2021 г.												
Мин.	0,120	0,120	0,110	0,070	0,060	0,050	0,050	0,070	0,080	0,100	0,110	0,110
Макс.	0,210	0,200	0,160	0,150	0,120	0,110	0,090	0,080	0,100	0,120	0,140	0,170

На период 2017-2020 г.г. информация для анализа помесечной динамики изменения нагрузки отсутствует у собственника. На основании анализа данных, представленных в таблице 2.8.5, можно сделать вывод, что значения максимума и минимума нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2018 г.г. выросли, а в дальнейшем до 2020 г. практически не изменились. Максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2021 г. приходился на зимние месяцы (январь), а минимум – на летние (июль).

Энергорайон «Хоз»

Таблица 2.8.7.

Динамика изменения нагрузки энергорайона «Хоз» за период 2017 - 2021 г.г.

Год	2017	2018	2019	2020	2021
Мин.	0,11	0,11	0,11	0,11	0,55
Макс.	0,23	0,23	0,23	0,23	0,2

Таблица 2.8.8.

Помесечная динамика изменения нагрузки энергорайона «Хоз» за 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2021 г.												
Мин.	0,120	0,120	0,115	0,090	0,080	0,065	0,055	0,050	0,070	0,090	0,110	0,110
Макс.	0,200	0,180	0,160	0,160	0,120	0,100	0,080	0,080	0,100	0,120	0,150	0,180

На период 2017-2020 г.г. информация для анализа помесечной динамики изменения нагрузки отсутствует у собственника. На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что значения максимума и минимума нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2020 г.г. не изменились. Максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2021 г. приходился на зимние месяцы (январь), а минимум – на летние (июль).

«Первомайский энергорайон»

Таблица 2.8.9.

Помесечная динамика изменения нагрузки «Первомайского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017-2018 гг. – нет данных												
2019 г.												
Мин.	0,259	0,22	0,198	0,187	0,18	0,175	0,145	0,16	0,19	0,235	0,258	0,279
Макс.	0,365	0,33	0,295	0,281	0,28	0,195	0,19	0,205	0,23	0,29	0,33	0,37
2020 г.												
Мин.	0,265	0,21	0,2	0,196	0,194	0,176	0,141	0,168	0,182	0,24	0,26	0,28
Макс.	0,362	0,328	0,299	0,284	0,279	0,192	0,19	0,21	0,225	0,3	0,35	0,38
2021 г.												
Мин.	0,32	0,24	0,21	0,21	0,15	0,14	0,16	0,18	0,22	0,26	0,28	0,31
Макс.	0,40	0,33	0,30	0,29	0,22	0,19	0,18	0,26	0,33	0,34	0,38	0,39

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 – 2021 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь), а минимум – на летние (июнь, июль).

Энергорайон «Сфера»

Таблица 2.8.10.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Сфера» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	2,68	2,47	1,97	2,21	1,52	1,58	1,21	1,19	1,37	1,70	2,04	2,06
Макс.	3,70	3,41	2,72	3,05	2,10	2,18	1,66	1,64	1,89	2,34	2,82	2,84
2018 г.												
Мин.	2,87	2,86	2,33	2,10	1,87	1,58	1,15	1,11	1,32	1,38	2,00	1,98
Макс.	4,14	4,12	3,36	3,03	2,69	2,28	1,65	1,60	1,90	1,98	2,88	2,85
2019 г.												
Мин.	2,38	2,52	2,04	2,02	1,22	1,30	1,14	1,23	1,20	1,47	2,41	2,57
Макс.	3,46	3,65	2,96	2,93	1,77	1,89	1,65	1,78	1,74	2,14	3,50	3,73
2020 г.												
Мин.	2,41	2,59	2,07	2,16	2,06	1,41	1,17	1,38	1,30	1,89	2,10	2,18
Макс.	3,55	3,81	3,04	3,17	3,03	2,08	1,72	2,03	1,91	2,78	3,08	3,21
2021 г.												
Мин.	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	2,2	2,4	2,6	2,7
Макс.	3,91	3,0	2,9	2,8	2,6	2,5	2,5	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2021 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август).

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 2.8.11.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Сфера-2» за период 2017 - 2021 г.г.

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум и минимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2020 г.г. слабо меняется в течение года. Данные по 2021 г. отсутствуют.

Энергорайон «Новиково»

Таблица 2.8.13.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Новиково» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	0,34	0,31	0,3	0,32	0,29	0,28	0,29	0,24	0,27	0,3	0,32	0,42
2018 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	0,36	0,35	0,32	0,32	0,28	0,305	0,28	0,26	0,28	0,28	0,32	0,41
2019 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	0,35	0,35	0,33	0,3	0,245	0,28	0,24	0,27	0,25	0,28	0,325	0,39
2020 г.												
Мин.	0,16	0,15	0,145	0,135	0,11	0,09	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,15
Макс.	0,34	0,37	0,3	0,28	0,26	0,26	0,21	0,22	0,245	0,24	0,28	0,37
2021 г.												
Мин.	0,18	0,17	0,15	0,14	0,14	0,09	0,09	0,10	0,09	0,11	0,13	0,17
Макс.	0,30	0,30	0,26	0,28	0,27	0,24	0,17	0,21	0,22	0,24	0,28	0,37

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2021 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь и февраль), а минимум в 2020 г. – на летний (июнь, июль).

Децентрализованные энергорайоны Курильских островов

Максимум нагрузки энергорайонов Курильских островов в большинстве случаев приходится на характерный зимний период или на осенние месяцы, что совпадает с холодным периодом. Минимум нагрузки, в основном, приходится на характерный летний период или начало осени. Однако, минимум нагрузки в с. Китовое в период 2017 – 2020 г.г. приходился на нехарактерный период (с января по март), а в энергорайоне «Головнино» приходился на различные месяцы (декабрь, июнь и ноябрь).

Подробная ежемесячная динамика изменения нагрузки на территории Курильских островов с разбивкой по энергорайонам приведена в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022 - 2026 годы и до 2035 года».

2.9 Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной Региональной энергетической комиссии Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 2.1.6.1 представлена динамика утвержденных экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2017 - 2021 г.г.

Таблица 2.9.1.

**Утвержденный экономически обоснованный тариф
на электрическую энергию**

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
«Северный энергорайон»							
1	АО «Охинская ТЭЦ»	руб./ кВт*ч	4,39	4,87	5,37	5,64	10,15
«Центральный энергорайон»,							
2	АО «НГЭС»	руб./ кВт*ч	3,27	3,46	3,94	4,47	6,06
3	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	5,26	5,80	6,00	7,06	7,05
Энергорайон «Кириного ГКМ»							
4	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	руб./ кВт*ч	0,00	4,27	4,37	3,74	3,42
Энергорайон «Ныш»							
5	МУП «Водоканал»	руб./ кВт*ч	8,76	10,61	11,97	11,93	12,61
Энергорайон «Виахту», энергорайон «Хоз»							
6	МУП «Транспорт»	руб./ кВт*ч	27,28	30,61	35,48	38,62	40,04
«Первомайский энергорайон»							
7	ООО «Энергетик»	руб./ кВт*ч	25,73	26,80	36,63	35,61	35,92
Энергорайоны «Сфера», «Сфера-2»							
8	ООО «СахГЭК»	руб./ кВт*ч	3,93	3,93	3,78	3,85	4,08
Энергорайон «Пихтовое»							
9	ООО «Пихтовое»	руб./ кВт*ч	39,81	49,75	57,33	63,13	47,37
энергорайон «Новиково»							
10	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	5,26	5,80	6,00	7,06	7,05
Децентрализованные энергорайоны Курильских островов							
11	МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа»	руб./ кВт*ч	13,95	16,08	18,38	17,64	17,84
12	ООО «Дальэнергоинвест» (о. Итуруп)	руб./ кВт*ч	15,14	14,12	26,11	23,09	23,35
13	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	-	-	20,52	22,70	-
14	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	-	12,71	17,33	18,22	14,02
15	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	39,32	37,72	46,39	32,84	25,31
16	ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	руб./кВт*ч	16,08	16,50	21,82	21,05	-
17	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Кунашир)	руб./ кВт*ч	-	-	-	22,26	17,46
18	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Кунашир)	руб./ кВт*ч	30,26	24,26	43,20	50,58	31,04
19	МУП «Шикотанское жилищное управление»	руб./ кВт*ч	14,96	15,49	22,89	22,58	20,80
20	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	-	-	18,67	18,24	18,00

3. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Основные проблемы в сфере электроэнергетики Сахалинской области:

1) Технологическая изолированность территориальной энергосистемы Сахалинской области приводит к необходимости содержания повышенного резерва установленной мощности для обеспечения необходимого уровня надёжности энергоснабжения. Этот фактор является одной из причин более высокой стоимости электроэнергии для потребителей.

2) Территориальная энергосистема Сахалинской области функционирует в сложных природно-климатических условиях. В год в Сахалинской области фиксируется 200 - 240 обусловленных неблагоприятными погодными условиями технологических инцидентов. Это ведёт к ускоренному износу оборудования и дополнительным затратам на его ремонт и восстановление. Механические характеристики воздушных линий электропередачи (ЛЭП) не соответствуют регламентируемым расчётно-климатическим требованиям к ветро- и гололёдостойкости. Существующие объекты электроснабжения Сахалинской области были построены в 70-х - 80-х годах прошлого века по усреднённым климатическим нормам и не учитывали реальных ветровых и гололедных нагрузок островного региона. Кроме того, большая часть системных воздушных ЛЭП проходит вдоль морского побережья и подвержена воздействию солевых отложений на конструкциях опор. Указанные факторы привели к повышенному износу несущих конструкций ЛЭП, а несоответствие реальным ветровым и гололедным нагрузкам - к частым обрывам проводов и падению опор.

3) Электроэнергетический комплекс территориальной энергосистемы Сахалинской области характеризуется высоким износом электросетевого оборудования. По состоянию на 2021 год в эксплуатации свыше 40 лет находится 46,7 % длины ВЛ-35 кВ и 85,7 % длины ВЛ-110 кВ и выше. В эксплуатации свыше 30 лет находится 63,9 % трансформаторной мощности в сети 35 кВ и 56,4 % трансформаторной мощности в сети 110 кВ и выше.

4) Схемы присоединения ряда подстанций 35 – 110 кВ территориальной энергосистемы Сахалинской области не соответствуют руководящим указаниям по проектированию энергосистем, так как присоединены к одноцепной линии с односторонним питанием.

«Северный энергорайон»

Наличие однострансформаторных подстанций 35 кВ с отсутствием резервирования и подстанций, питающихся по одной ВЛ-35 кВ с односторонним питанием: ПС «Москальво» - 36/6 кВ, ПС «28 км» - 35/6 кВ, ПС «Лагури» - 35/6 кВ, ПС «Новгородская» - 35/ кВ, ПС «Колендо» - 35/6 кВ, ПС «БКНС» - 35/6 кВ, ПС «Гиляко-Абунан» - 35/6 кВ, ПС «Мухто» - 35/6 кВ, ПС «Кадыланьи» - 35/6 кВ, ПС «Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Западное Сабо» - 35/6 кВ, ПС «НПС Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Нельма» - 35/6, ПС «Эхаби» - 35/6 кВ, ПС «Южный Купол №1» - 35/6 кВ, ПС «УЗГ» - 35/0,4 кВ, ПС «РН-Бурение» - 35/6 кВ, ПС «Лебедицкое» - 35/6 кВ, ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ, ПС «Медвежье озеро» - 35/6 кВ.

Наличие подстанций, на которых распределительные устройства содержат только отделители и короткозамыкатели.

Наличие однострансформаторных подстанций: ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ, ПС «28 км» - 35/6 кВ, ПС «Лагури» - 35/6 кВ, ПС «Сахарная Сопка» - 35/6 кВ, ПС «Гиляково-Абунан» - 35/6 кВ, ПС «Нельма» - 35/6 кВ, ПС «УЗГ» - 35/0,4 кВ, ПС «НПС Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Кыдыланьи» - 35/6 кВ.

На ряде подстанций энергосистемы находится в работе оборудование, выработавшее нормативный ресурс, устаревание существующей инфраструктуры и необходимость её реконструкции и замены;

Несоответствие требованиям нормативных документов, а именно:

ВЛ-35 кВ «Москальво» (1961 г.), ВЛ-35 кВ «Новгородская» (1973 г.) и ВЛ-35 кВ «Медвежье озеро» (1976 г.) выработали полностью свой ресурс по старению провода и фарфоровой изоляции. Вся линия строилась из нетиповых, неунифицированных опор, из отработанных бурильных труб. С момента ввода в эксплуатацию дефектоскопия опор не проводилась, имеются повреждения сварных соединений. Ввиду отсутствия закрепления опор в земле имели место падение опор в болотистой местности (1978 г., 1986 г.), выдавливание опор, многочисленные обрывы проводов при гололедах (1978 г., 1984 г., 1994 г., 2014 г.). Линейная арматура (спецболты) выполнена не из нержавеющей стали, кустарным способом, что ведет в процессе эксплуатации к ржавлению и истончению. Значение индекса технического состояния этих ЛЭП по данным собственника не превышает 50.

Проектирование указанных ВЛ-35 кВ выполнялось в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) (6-е издание, 1976 г.). Согласно 6-му изданию ПУЭ, ВЛ-35 кВ рассчитаны и построены по III ветровому району (29 м/с 1 раз в 10 лет) и II району по гололеду (10 м 1 раз в 10 лет). В настоящее время изменены как нормы проектирования и строительства, так и климатические условия в Охинском районе. Ежегодно при штормовых предупреждениях скорость ветра достигает 30 м/с и более, а толщина стенки гололеда доходит до 120 мм (1984 г., 2014 г.). Таким образом, в соответствии с ПУЭ (7-е издание), территория Охинского района относится к V ветровому району (40 м/с) и VI району по гололеду (35 мм), следовательно, существующие ВЛ-35 кВ не удовлетворяют современным расчётно-климатическим требованиям к гололёдно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ.

В 2018 году в АО «Охинская ТЭЦ» в рамках проекта реконструкции было закончено строительство и введено в эксплуатацию ОРУ-35 кВ.

ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ» выполнена по схеме две секции шин с обходной системой шин, с одним выключателем на ячейку (фидер). При этом отмечаем, что согласно схемы ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ», ВЛ-35 кВ «Одопту» (Т-600), «Новгородская» (Т-601), «Сабо» (Т-603), «Эхаби» (Т-604) и «Москальво» (Т-606) фиксировано подключены только к одной из двух системе шин шинным разъединителем. ВЛ-35 кВ «Колендо» (Т-602) и «Сахарная сопка» (Т-605) фиксировано подключены к 1 и 2 секции шин шинными разъединителями, при этом к данным ячейкам присоединены также турбогенераторы ТГ-4 и ТГ-6.

В случае отключения или вывода в ремонт одной из двух секций шин, будет потеряно питание большинства ячеек, присоединённых к данной шине. Для восстановления питания отходящих линий, возможно только через обходную систему шин. Существующая схема не обеспечивает надлежащую надёжность электроснабжения потребителей, присущей схеме две секции шин с обходной.

«Центральный энергорайон»

Несоответствие реальным климатическим условиям ВЛ всех классов напряжения.

Несоответствие категории надёжности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ (на части ПС установлен один силовой трансформатор).

Износ оборудования всех классов напряжения.

Часть электрических сетей 6 (10) кВ не оптимизирована (большая протяженность, радиальность, отсутствие резервирования, большая разветвленность, избыточность сетей).

Отсутствие выделенных фидеров для электроснабжения социально-важных потребителей.

Недостаточная пропускная способность сети 35 - 110 кВ:

ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ

В соответствии с данными зимнего контрольного замера в нормальной схеме сети токовая загрузка трансформатора Т1-20-110 составляет 88 % (рисунок 3.1). Таким образом, при данной загрузке трансформатора невозможно осуществление перевода нагрузки при аварийных (ремонтных) режимах в сети 110 кВ. Например, при аварийном отключении трансформатора 110 кВ Т3-16-110 на ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ и переводе нагрузки по сети 35 кВ на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ токовая загрузка трансформатора Т1-20-110 составит 149,5 % (рисунок 3.2), что недопустимо, следовательно, возможность перевода нагрузки на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ ограничена.

ПС «Соловьевка» - 35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Соловьевка» - 35/10 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 1,6 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-1,6-35 составила 107 % (1,7 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-1,6-35 составила 36 % (0,57 МВ*А). Таким образом, при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 142,5 % (2,28 МВ*А).

ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС 110 кВ Петропавловская установлены два двухобмоточных трансформатора 35 кВ мощностью 2,5 МВ*А каждый и один трехобмоточный трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВ*А. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-2,5-35 составила 156 % (3,9 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т2-2,5-35.

ПС «Тымовская» - 220/110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Тымовская» - 220/110/35/10 кВ установлены два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 10 МВ*А соответственно. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т2-16-110 составила 71 % (11,32 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т1-10-110. Таким образом, при аварийном отключении трансформатора Т2-16-110 и переводе нагрузки на трансформатор Т1-10-110, загрузка Т1-10-110 составит 113,2 % (11,32 МВ*А).

ПС «Луговая» - 110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Луговая» - 110/35/10 кВ установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-40-110 составила 57 % (22,82 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-40-110 составила 48 % (19,17 МВ*А). Таким образом, при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 105 % (41,99 МВ*А).

ПС «Быков» - 35/6 кВ

В настоящий момент на ПС «Быков» - 35/6 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 4 и 1,8 МВ*А соответственно. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-4,0-35 составила 53 % (2,12 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т2-1,8-35. Таким образом, при аварийном отключении трансформатора Т1-4,0-35 и переводе нагрузки на трансформатор Т2-1,8-35, загрузка Т2-1,8-35 составит 117,9 % (2,12 МВ*А).

ПС «Городская» - 35/0 кВ

В настоящий момент на ПС «Городская» - 35/10 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-10-35 составила 50 % (4,98 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-10-35 составила 76 % (7,56 МВ*А). Таким образом при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 125,4 % (12,54 МВ*А).

Расчёт нагрузки центров питания для всех подстанция «Северного энергорайона» и «Центрального энергорайона» приведен в таблицах 3.1 - 3.2.

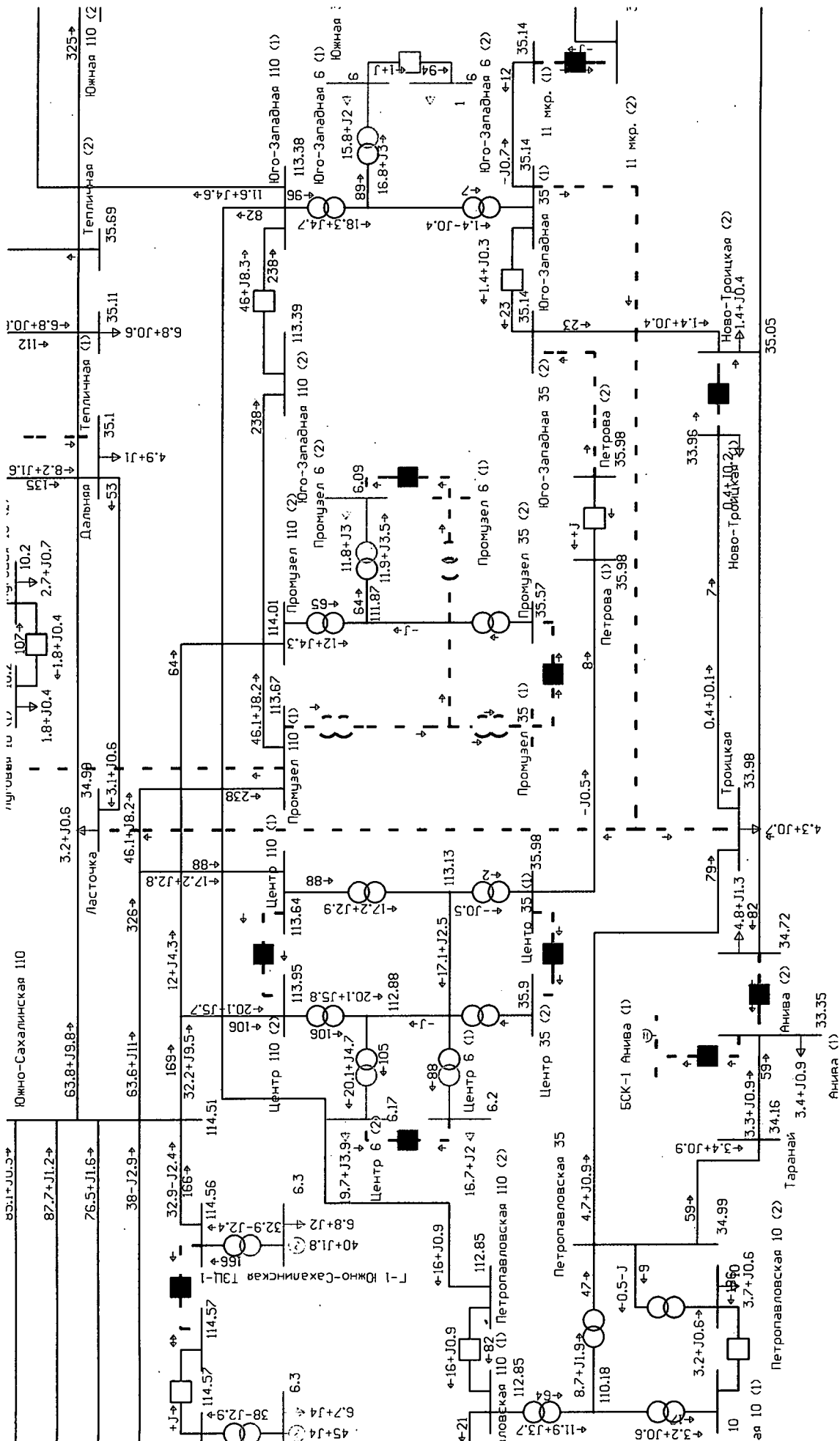


Рисунок 3.1. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети «Центрального энергорайона» в режиме зимнего максимума 2020 г. Нормальная схема сети.

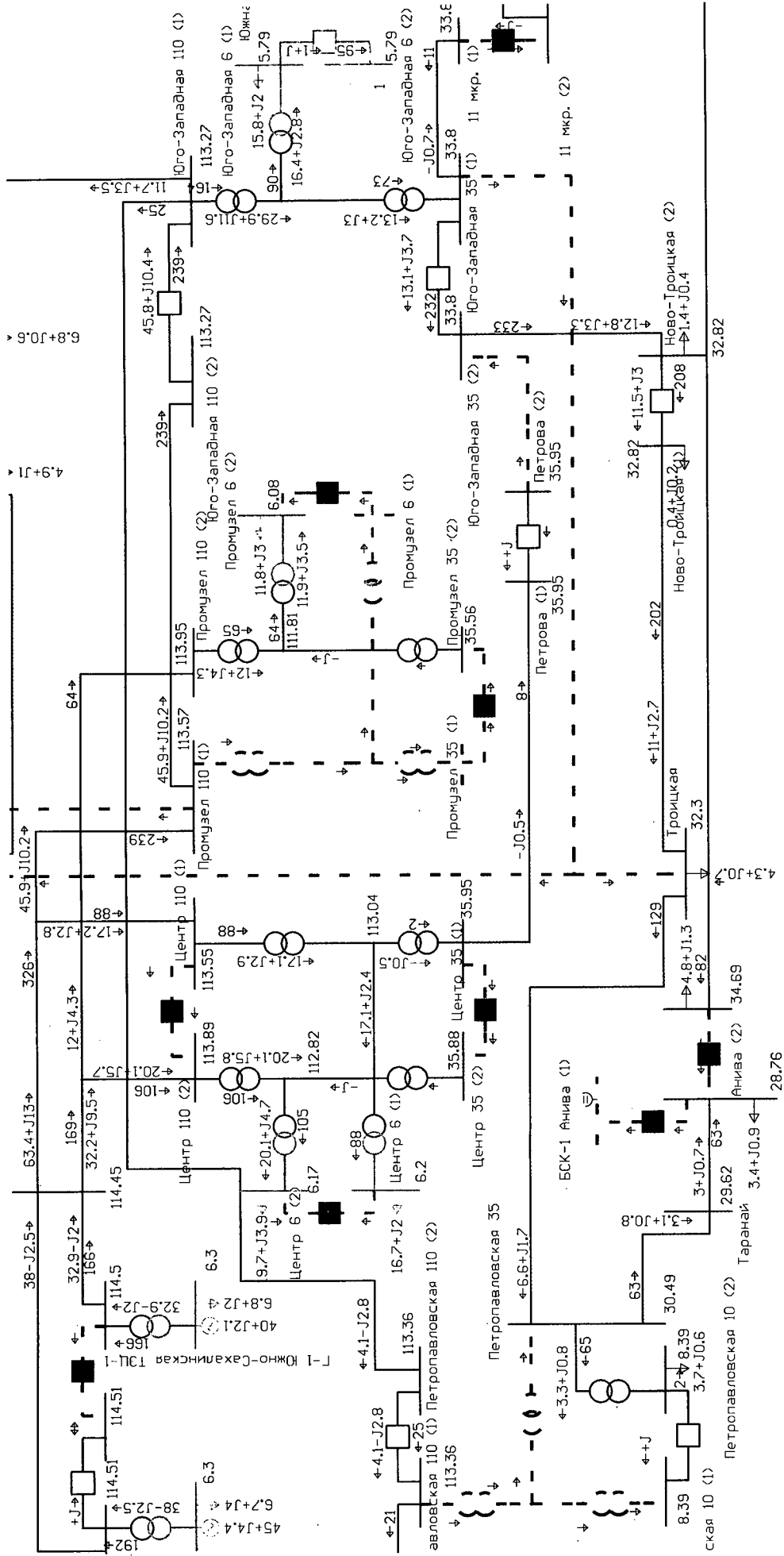


Рисунок 3.2. Фрагмент схемы поточного распределения в электрической сети «Центрального энергорайона» в режиме зимнего максимума 2020 г. Аварийное отключение трансформатора 110 кВ ТЗ-16-110 на ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ и перевод нагрузки по сети 35 кВ на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ.

Загрузка центров питания 35 кВ и выше «Северного энергорайона»

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВА				Сном, МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹¹ , %
			220кВ	110кВ	35кВ	6 (10)кВ			
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»									
1	ПС 35/6кВ «БКНС»	T-1	-	-	0,24	0,24	4,0	6	8,3
		T-2	-	-	0,09	0,09	4,0	2	
2	ПС-35/6кВ «Северная»	T-1	-	-	0,95	0,95	4,0	24	32,5
		T-2	-	-	0,35	0,35	4,0	9	
3	ПС 35/6кВ «Колендо»	T-1	-	-	1,3	1,3	2,5	52	88,0
		T-2	-	-	0,9	0,9	2,5	36	
4	ПС 35/6кВ «Эхаби»	T-1	-	-	0,53	0,53	2,5	21	45,2
		T-2	-	-	0,6	0,6	4,0	15	
5	ПС 35/6кВ «Гиляко-Абунан»	T	-	-	0,17	0,17	1,0	17	17,0
6	ПС 35/6кВ «Восточное Эхаби»	T-1	-	-	0,66	0,66	1,6	41	41,9
		T-2	-	-	0,01	0,01	1,8	1	
7	ПС 35/6кВ «Сахарная сопка»	T	-	-	0,6	0,6	1,6	38	37,5
8	ПС 35/6кВ «2 площадь»	T-1	-	-	0	0	1,6	0	0,0
		T-2	-	-	0	0	1,6	0	
9	ПС 35/6кВ «Тунгор»	T-1	-	-	0,96	0,96	2,5	38	74,8
		T-2	-	-	0,91	0,91	2,5	36	
10	ПС 35/6кВ «Одопту»	T-1	-	-	0,36	0,36	2,5	14	28,0
		T-2	-	-	0,34	0,34	2,5	14	
11	ПС 35/6кВ «Южный купол №1»	T	-	-	0,01	0,01	0,1	10	10,0
12	ПС 35/6кВ «Северный купол»	T1	-	-	1,66	1,66	4,0	42	76,0
		T2	-	-	1,38	1,38	4,0	35	
13	ПС 35/6кВ «Южный купол»	T1	-	-	0,6	0,6	4,0	15	29,8
		T2	-	-	0,59	0,59	4,0	15	
14	ПС 35/6кВ «Нельма»	T	-	-	0,05	0,05	1,0	5	5,0
15	ПС 35/6кВ «Мухто»	T1	-	-	0,34	0,34	1,6	21	33,1
		T2	-	-	0,19	0,19	1,8	11	
16	ПС 35/6кВ «Кадыланы»	T	-	-	0,09	0,09	1,0	9	9,0
17	ПС 35/6кВ «Западное Сабо»	T1	-	-	0,45	0,45	1,0	45	93,0
		T2	-	-	0,48	0,48	1,0	48	
18	ПС 35/6кВ «Н/П Сабо»	T	-	-	0,27	0,27	1,0	27	27,0
19	ПС 35/6кВ «Центральное Сабо»	T	-	-	0,14	0,14	1,0	14	14,0
20	ПС 35/0,4кВ «Лебинидское»	T-1	-	-	0,3	0,3	1,6	19	18,8
		T-2	-	-	0	0	1,6	0	
21	ПС-35/0,4кВ «УЗГ»	T	-	-	0,02	0,02	0,4	5	5,0

¹¹ - для однострансформаторных ПС загрузка приведена в нормальном режиме

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВА				S _{ном} , МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹¹ , %
			220к В	110к В	35кВ	6 (10) кВ			
ООО «Охинские электрические сети»									
1	ПС 35/6 кВ «Оха»	T1	-	-	4,84	4,84	16,0	30	30,3
		T2	-	-	0	0	16,0	0	
2	ПС 35/6 кВ «Новгородская»	T1	-	-	4,12	4,12	6,3	65	65,4
		T2	-	-	0	0	6,3	0	

Таблица 3.2.

Загрузка центров питания 35 кВ и выше «Центрального энергорайона»

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹² , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»									
1	ПС35/6 кВ «Катангли» №1	1Т	-	-	1,31	1,31	1,310	4,0	33
		2Т	-	-	0,00	0,00	0,000	4,0	0
2	ПС 35/6 кВ «2-я Бригада» №2	1Т	-	-	0,05	0,05	0,050	2,5	2
3	ПС 35/6кВ «Южные Монги» №5	1Т	-	-	0,21	0,21	0,210	2,5	8
4	ПС 35/6кВ «Монги» №6	1Т	-	-	1,30	1,30	1,300	6,3	21
		2Т	-	-	1,27	1,27	1,270	4,0	32
		3Т	-	-	2,58	2,58	2,580	4,0	65
5	ПС 35/6кВ «Даги» №7	2Т	-	-	0,45	0,45	0,450	4,0	11
		3Т	-	-	0,00	0,00	0,000	4,0	0
6	ПС 35/6кВ «Мирзоева» №8	1Т	-	-	1,77	1,77	1,770	4,0	44
ПАО «Сахалинэнерго»									
1	«Смирных» 220/110/35/10 кВ	АТ1-63,0-220	22,514	0,00	21,280	0,000	63	35,7	35,7
		Т4-6,3-35	-	-	2,962	2,942	6,3	47,0	
		Т3-6,3-35	-	-	2,963	2,915	6,3	47,0	
2	«Макаровская» 220/35/10 кВ	T1-20,0-220	4,817	-	0,621	3,779	20	24,1	24,1
		T2-20,0-220	0,000	-	0,000	0,000	20	0,0	
3	«Онор» 220/10 кВ	T1-10,0-220	0,691	-	0,000	0,662	10	6,9	6,9
4	«Поронайская» 110/35/10 кВ	T1-25,0-110	-	-	-	-	25	-	51,0
		T2-25,0-110	-	12,754	3,032	9,437	25	51,0	
5	«Кошевое» 35/6 кВ	T1-0,380/35	-	-	0,013	0,008	0,38	3,5	3,5
6	«Буюклы» 35/6 кВ	T1-1,8-35	-	-	0,000	0,000	1,8	0,0	28,0
		T2-1,8-35	-	-	0,505	0,486	1,8	28,0	
7	«Малиновка» 35/10	T1-2,5-35	-	-	0,097	0,081	2,5	3,9	3,9
		T2-2,5-35	-	-	0,000	0,000	-	-	
8	«Забайкалец» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,111	0,097	2,5	4,5	4,5
		T2-2,5-35	-	-	0,000	0,000	-	-	
9	«Леонидово» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,000	0,000	4	-	14,1
		T2-4,0-35	-	-	0,564	0,553	4	14,1	

¹² для однострановых трансформаторных ПС загрузка приведена в нормальном режиме

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹² , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
10	«Гастелло» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,392	0,382	2,5	15,7	15,7
11	«Город» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,643	1,619	4	41,1	41,1
12	«Лермонтово» 35/10 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,152	0,145	0,63	24,1	24,1
13	«Новое» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,690	0,682	2,5	27,6	27,6
14	«Заозерное» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,000	0,000			21,9
		T2-2,5-35	-	-	0,548	0,526	2,5	21,9	
15	«Восток» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,599	0,589	1,6	37,5	37,5
		T2-1,6-35	-	-	0,000	0,000	1,6	0	
16	«Тихменево» 35/10 кВ	T1-1,6-35			0,138	0,126	1,6	8,6	8,6
17	«Разрез» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,806	0,793	2,5	32,2	32,2
		T2-6,3-35	-	-	0,000	0,000	6,3	0,0	
18	«Ельники» 35/0,4 кВ	T1-0,250/35	-	-	0,013	0,011	0,25	5,2	5,2
19	«Красногорская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	4,58	-	17,53	3,18	25,0	18	18,3
		AT1-32-220	11,25	6,31		4,87	32,0	35	70,2
		AT2-32-220	11,22	6,61	-	4,65	32,0	35	
20	«Углегорская» 110/35/10 кВ	T1-16-110	-	7,16	-	7,04	16,0	45	52,5
		T2-16-110	-	1,23	-	1,17	16,0	8	
21	«Шахтерская» 110/35/10/6 кВ	T1-16-110	-	1,91	1,85	0,00	16,0	12	54,0
		T2-15-110	-	6,19	2,13	3,78	15,0	41	
22	«Ударновская» 35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,29	0,27	4,0	7	8,9
		T2-4,0-35	-	-	0,07	0,40	4,0	2	
23	«Районная» 35/6 кВ	T1-10-35	-	-	0,76	0,74	10,0	8	43,9
		T2-4,0-35	-	-	0,99	0,97	4,0	25	
24	«Тельновская» 35/3 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,20	0,20	1,0	20	20,2
25	«Лесогорская» 35/6 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,21	0,16	1,0	21	20,5
26	«Бошняково» 35/6 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,50	0,50	1,6	31	51,6
		T2-1,6-35	-	-	0,32	0,32	1,6	20	
27	«Тымовская» 220/110/35/10 кВ	AT2-63-220	8,94	8,87		0,00	63,0	14	14,2
		T2-16-110	-	11,32	3,60	7,16	16,0	71	113,2
		T1-10-110	-	0,00	0,00	0,00	10,0	0	
28	«Ноглики» 220/110/35/6 кВ	AT1-63-220	-	2,88	2,83	-	63,0	5	4,6
		T3-6,3-35	-	-	0,24	0,24	6,3	4	3,8
		T4-4,0-35	-	-	0,00	0,00	7,3	0	
29	«Александровская» 110/35/6 кВ	T2-16-110	-	5,56	3,69	1,87	16,0	35	34,8
		T1-16-110	-	0,00	0,00	0,00	16,0	0	
30	«Кировская» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	1,09	1,09	2,5	44	43,6
		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
31	«Воскресеновка» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,53	0,53	1,6	33	33,3
		T2-1,6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
32	«Молодежная» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,47	0,47	2,5	19	18,9
33	«В/Ч» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,13	0,13	1,6	8	7,9
34	«Адо-Тымово» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,40	0,40	1,6	25	25,2
35	«Арги-Паги»	T2-1,6-35	-	-	0,44	0,44	1,6	27	27,2

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹² , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
	35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
36	«Ясное» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,51	0,51	2,5	20	20,3
37	«Арково» 35/10 кВ	T1-0,25-35	-	-	0,19	0,19	0,25	76	75,7
38	«Мгачи» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,53	0,53	2,5	21	21,0
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
39	«Александровская» 110/35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	3,03	3,03	4,0	76	75,7
		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
40	«Томаринская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	2,64		0,09	2,49	25	10,6	0,1
41	«Чеховская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	2,70		2,02	0,73	25	10,8	0,1
42	«Холмская» 220/110//35/10/ 6 кВ	AT1-63-220	15,87	13,37		2,48	63	25,2	50,2
		AT2-63-220	15,78	11,50		4,68	63	25,0	
		T1-25-110		9,02	8,86	откл	25	36,1	0,4
		T3-4,0-35			0,53	0,52	4	13,3	0,1
43	«Невельская» 110/35/10 кВ	T1-16-110		4,83	откл	4,76	16	30,2	96,8
		T2-16-110		10,66	3,60	6,81	16	66,6	
44	«Правдинская» 110/35/6 кВ	T1-10-110		1,78	откл	1,73	10	17,8	0,2
45	«Холмск-Южная» 110/35/6 кВ	T1-10-110		3,89	откл	3,80	10	38,9	38,9
		T2-10-110					10	в резерве	
46	«Горнозаводская» 110/35/10 кВ	T1-10-35		откл	3,56	3,53	10	35,6	0,4
47	«Ильинская» 35/10 кВ	T1-4,0-35			0,81	0,81	4	20,3	31,0
		T2-4,0-35			0,43	0,43	4	10,8	
48	«Костромская» 35/10 кВ	T1-2,5-35					2,5	в резерве	52,0
		T2-2,5-35			1,30	1,27	2,5	52,0	
49	«Ливадных» 35/6 кВ	T1-6,3-35			2,98	2,95	6,3	47,3	86,8
		T2-6,3-35			2,49	2,45	6,3	39,5	
50	«Пензенская» 35/10 кВ	T1-2,5-35			0,38	0,37	2,5	15,2	15,2
		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
51	«Пятиречье» 35/10 кВ	T1-1,6-35					1,6	в резерве	81,9
		T2-1,6-35			1,31	1,27	1,6	81,9	
52	«Симаково» 35/10 кВ	T1-1,8-35			0,68	0,67	1,8	37,8	0,4
53	«Фабричная» 35/10 кВ	T1-2,5-35			0,69	0,67	2,5	27,6	27,6
		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
55	«Красноярская» 35/10 кВ	T1-1,6-35			0,04	0,02	1,6	2,5	0,0
56	«Чурай» 35/0,4 кВ	T1-0,025-35/0,4			0,01	0,01	0,025	40,0	0,4
57	«Яблочная» 35/10 кВ	T1-2,5-35			1,15	1,12	2,5	46,0	46,0
		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
58	«Углезаводская» 220/35/10 кВ	T1-20-220	13,00	-	10,96	1,51	20,0	65	80,3
		T2-20-220	3,07	-	2,14	0,51	20,0	15	
59	«Южно-Сахалинская» 220/110/6 кВ	AT1-125-220	53,36	54,98	-	4,55	125,0	43	74,6
		AT2-125-220	39,88	45,40	-	6,03	125,0	32	

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹² , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
60	«Корсаковская» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	20,00	12,81	6,90	40,0	50	85,9
		T2-40-110	-	14,36	10,66	3,57	40,0	36	
61	«Луговая» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	22,82	20,97	1,57	40,0	57	105,0
		T2-40-110	-	19,17	15,47	3,47	40,0	48	
62	«Промузел» 110/35/6 кВ	T1-25-110	-	12,42	0,00	12,11	25,0	50	49,7
		T2-25-110	-	0,00	0,00	0,00	25,0	0	
63	«Хомутово-2» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	10,49	4,17	6,28	40,0	26	84,7
		T2-40-110	-	23,39	13,87	9,04	40,0	58	
64	«Центр» 110/35/6 кВ	T1-63-110	-	22,17	-	17,47	63,0	35	72,4
		T2-63-110	-	23,44	-	23,19	63,0	37	
65	«Юго-Западная» 110/35/6 кВ	T1-20-110	-	17,63	0,00	16,82	20,0	88	88,2
		T2-4,0-35/10	-	0,00	0,00	0,00	4,0	0	
66	«Южная» 110/35/6 кВ	T1-40-110	-	19,09	6,34	12,45	40,0	48	77,7
		T2-40-110	-	11,99	0,00	11,82	40,0	30	
67	«Агар» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,81	1,78	4,0	45	45,3
		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
68	«Анива» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	3,45	3,38	6,3	55	68,3
		T2-6,3-35	-	-	0,86	0,85	6,3	14	
69	«Аралия» 35/6 кВ	T1-10,0-35	-	-	6,65	6,56	10,0	66	94,6
		T2-10,0-35	-	-	2,81	2,79	10,0	28	
70	«Березняки» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	18,0
		T2-6,3-35	-	-	1,13	1,12	6,3	18	
71	«Быков» 35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	2,12	2,01	4,0	53	117,9
		T2-1,8-35	-	-	0,00	0,00	1,8	0	
72	«Городская» 35/10 кВ	T1-10-35	-	-	4,98	4,93	10,0	50	125,4
		T2-10-35	-	-	7,56	7,43	10,0	76	
73	«Дальняя» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	98,8
		T2-4,0-35	-	-	3,95	3,87	4,0	99	
74	«Дачная» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,98	0,97	2,5	39	39,1
75	«Долинская» 35/10 Кв	T1-10-35	-	-	2,99	2,96	10,0	30	80,6
		T2-10-35	-	-	5,08	5,01	10,0	51	
76	«Зима» 35/6 Кв	T1-10-35	-	-	2,22	2,20	10,0	22	35,3
		T2-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
77	«Ласточка» 35/10/6 Кв	T1-16-35	-	-	0,00	0,00	16,0	0	27,1
		T2-16-35	-	-	4,33	4,33	16,0	27	
78	«Лесная» 35/10 Кв	T1-2,5-35	-	-	2,08	2,02	2,5	83	83,0
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
79	«Олимпия» 35/10 Кв	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	63,3
		T2-6,3-35	-	-	3,99	3,93	6,3	63	
80	«Науки» 35/10 кВ	T1-10-35	-	-	1,12	1,11	10,0	11	11,2
		T2-10-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	
81	«Ново-Александровка» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	2,77	2,74	6,3	44	98,3
		T2-6,3-35	-	-	3,42	3,38	6,3	54	
82	«Новотроицкая» 35/10 кВ	T1-10,0-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	22,7
		T2-10,0-35	-	-	2,27	2,46	10,0	23	
83	«Новая Деревня» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	13,1
		T2-6,3-35	-	-	0,82	0,82	6,3	13	
84	«Озёрская» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	1,32	1,28	2,5	53	52,6
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	

№ пп	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹² , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
85	«Первомайская» 35/6 кВ	T1-10,0-35	-	-	6,19	6,15	10,0	62	98,3
		T2-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
86	«Петрова» 35/6 кВ	T1-10-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	44,8
		T2-10-35	-	-	4,48	4,44	10,0	45	
87	«Петропавловская» 110/35/10 кВ	T1-2.5-35	-	-	3,90	3,76	2,5	156,2	156,2
		T2-2.5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
		T3-16-110	-	15,03	14,98	0,00	16,0	94	
88	«Радиоцентр» 35/10 кВ	T1-6.3-35	-	-	0,85	0,84	6,3	13	13,5
		T2-6.3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
89	«Санаторная» 35/10 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,67	0,66	1,0	67	67,5
		T2-1.6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
90	«Синегорская» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	45,2
		T2-1.6-35	-	-	0,72	0,71	1,6	45	
91	«Соловьевка» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	2,28	1,70	1,68	1,6	107	142,4
		T2-1.6-35	-	-	0,57	0,57	1,6	36	
92	«Сокол» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,40	1,39	4,0	35	92,1
		T2-4.0-35	-	-	2,28	2,23	4,0	57	
93	«Стародубская» 35/10 кВ	T1-2.5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	65,6
		T2-6,3-35	-	-	1,64	1,62	6,3	26	
94	«Сити-строй» 35/0,4 кВ	T1-0,63-35	-	-	0,01	0,00	0,63	2	1,7
95	«Тамбовка» 35/10 кВ	T2-1.0-35	-	-	0,62	0,60	1,0	62	61,8
96	«Тепличная» 35/10 кВ	T1-16,0-35	-	-	9,10	0,00	16,0	57	56,9
		T2-16.0-35	-	-	0,00	0,00	16,0	0	
97	«Троицкая» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	1,29	1,27	6,3	21	69,6
		T2-6,3-35	-	-	3,09	3,05	6,3	49	
98	«Хомутово» 35/10 кВ	T1-10-35	-	-	2,67	2,64	10,0	27	56,9
		T2-10-35	-	-	3,02	2,98	10,0	30	
99	«Чапаево» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,51	0,49	1,6	32	31,9
100	«Эверон» 35/10 кВ	T1-2.5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	40,9
		T2-2.5-35	-	-	1,02	1,01	2,5	41	
101	«Юнона» 35/0,4 кВ	T1-0,1-35	-	-	0,01	0,00	0,1	10	10,4

Изолированные энергорайоны

Как было указано выше, изолированность территориальной энергосистемы Сахалинской области приводит к необходимости содержания повышенного резерва установленной мощности для обеспечения необходимого уровня надёжности энергоснабжения. Кроме этого, сети изолированных районов характеризуются большим износом электросетевого комплекса. Таким образом, все проблемы, описанные выше, характерны и для изолированных энергорайонов.

4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Сахалинской области

Электроэнергетика Сахалинской области является базовой отраслью экономики. Её особенностями являются технологическая изолированность от ОЭС Востока и наличие локальных энергоузлов, обеспечивающих энергоснабжение районов и ряда населённых пунктов о. Сахалин и Курильских островов.

Для обеспечения и поддержания экономического роста в Сахалинской области необходимо сбалансированное развитие электроэнергетического комплекса, создание технических основ надёжного электроснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям. Опережающий характер развития электроэнергетики должен сочетаться с повышением эффективности производства и передачи электроэнергии с целью снижения тарифной нагрузки на потребителей и создания благоприятных условий для привлечения инвестиций.

В соответствии со «Стратегией социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года» (утверждена постановлением Правительства Сахалинской области № 618 от 24.12.2019), основная цель развития электроэнергетики Сахалинской области - создание устойчивой инфраструктуры, которая позволит обеспечить бесперебойное и надежное электроснабжение, а также снижение тарифной нагрузки на потребителей и создание возможности подключения к централизованному электроснабжению новых потребителей.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса Сахалинской области в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов, в том числе повышение пропускной способности ЛЭП, приведение механических характеристик ВЛ в соответствие с фактическими расчетно-климатическими требованиями по ветро- и гололедостойкости, а также увеличение трансформаторной мощности центров питания для создания возможности подключения новых потребителей;

- совершенствование систем мониторинга гололедообразования, схем и режимов плавки гололеда для ЛЭП-35 - 220 кВ;

- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категорийности;

- создание условий для энергообеспечения резидентов на территориях опережающего развития «Южная», «Горный воздух» и «Курилы»;

- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. На о. Шикотан в 2025 году планируется строительство новой двухтопливной электроснабции с возможностью когенерации.

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, геотермальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;

- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid, Microgrid) для мониторинга и учёта потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счет сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планирования и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9, при разработке вариантов оптимального развития объектов генерации на территории Курильских островов предусматривается повышение эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счёт использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа

Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2022 - 2026 г.г. определяет основные направления нового строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры Сахалинской области, обеспечивающей стабильное функционирование электроэнергетического комплекса в условиях реализации программ жилищного строительства, объектов социально-культурной сферы, развития промышленного комплекса.

4.2. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Сахалинской области

В соответствии с планами собственников, изменение установленной мощности объектов генерации на территории энергорайонов о. Сахалин, а именно: «Северного», «Киригкое ГКМ», «Ныш», «Виахту», «Хоэ», «Сфера», «Сфера-2», «Крабозаводское», РПК «Курильский Рыбак», «Буревестник», «Горное» изменений установленной мощности электростанций не планируется.

Правительством Сахалинской области утверждено решение о необходимости ввода в ближайшие годы в п.г.т. Ноглики тепловой электростанции (ТЭС), обеспечивающей замещение генерирующих мощностей «НГЭС», подлежащих выводу из эксплуатации.

Ввод «Ногликской ТЭС» планируется реализовать в два этапа:

- первый этап (2022 - 2024 г.г.), - строительство ТЭС на базе ГТУ простого цикла установленной мощностью 48 МВт;

- второй и последующие этапы (2024 - 2025 г.г.), - строительство надстройка двух ГТУ простого цикла до ПГУ, с соответствующим увеличением установленной мощности ТЭС, а также строительство блоков улавливания CO₂, системы трубопроводной транспортировки CO₂ и комплекса подземного захоронения CO₂.

Из-за невозможности обеспечения средних и капитальных ремонтов пяти ГТУ LM6000 (General Electric; США) установленных на «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» (4-й и 5-й энергоблоки), вследствие установленных санкционных запретов, в 2022 – 2025 годах предполагается постепенная замена ГТУ иностранного производства на ГТУ Российского производства.

Также, на территории «Центрального энергорайона» планируется ввод ряда ВЭС.

На основании соглашения о сотрудничестве между Правительством Сахалинской области и АО «НоваВинд» предусмотрена реализация ВЭС в «Центральном энергорайоне» суммарной установленной мощностью 200 МВт. В соответствии с информацией, полученной от АО «НоваВинд», планируется строительство следующих ВЭС: ВЭС «Костромская» на территории МО «Холмского городского округа», ВЭС «Советская» на территории МО городского округа «Долинский», ВЭС «Предгорная» на территории МО «Корсаковский городской округ» и МО городской округ «Город Южно-Сахалинск», ВЭС «Воскресенская», ВЭС «Петропавловская-2» и ВЭС «Анива» на территории МО «Анивского городского округа».

Первый этап предполагает ввод в работу ВЭС суммарной мощностью 100 МВт в 2024 году, второй этап – ввод в работу ВЭС суммарной мощностью 100 МВт.

Компанией ООО «ВГК» планируется строительство одного или двух ветропарков в МО Углегорском городском округе суммарной установленной мощностью 67,2 МВт. Ввод ВЭС «ВГК» планируется на конец 2024 года.

Определение оптимального развития генерации и планы по строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на территории Курильских островов рассмотрены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022 - 2026 годы и до 2035 года».

Таким образом, к концу рассматриваемого перспективного периода суммарная установленная мощность электростанций «Центрального энергорайона» увеличится на 267,2 МВт и составит 901,94 МВт. А суммарная установленная мощность энергорайонов, расположенных на территории о. Сахалин на конец 2026 г. составит 1026,126 МВт.

Предполагаемые выводы объектов электроэнергетики из эксплуатации, не окажут негативных последствий в связи с замещением выбывающих мощностей.

4.3. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

При формировании прогноза потребления электроэнергии и мощности на период 2022 - 2026 г.г. учитывалась информация сетевых организаций о поданных заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей, актах о технологическом присоединении к электрической сети, выданных после прохождения последнего зимнего контрольного замера, прогноз электропотребления по данным крупных потребителей, а также среднегодовой темп изменения максимума нагрузки.

В разделе приведен прогноз потребления электроэнергии и мощности для энергорайонов, находящихся на территории о.Сахалин. Для энергорайонов Курильских островов прогноз приведен в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022- 2026 годы и до 2035 года».

«Северный энергорайон»

В таблице 4.3.1 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Северного энергорайона». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывались:

1) Фактическая динамика за период 2017 - 2021 г.г. и прогноз на 2022 – 2026 г.г. потребления электрической энергии и мощности крупнейшим потребителем района – ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз», приведённая в таблице 4.3.2.

В соответствии с приведенными данными в 2022 г. планируется повышение потребления электроэнергии (в 5,8 раз по отношению к данным 2020 г.) и мощности (в 6 раз по отношению к данным 2020 г.) крупнейшим потребителем района – ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз».

2) Информация об актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным ООО «Охинские электрические сети», приведена в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.1.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Северного энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹³	млн. кВт*ч	120,807	178,047	195,057	191,510	189,571	189,351
Годовые темпы прироста	%	-23,800	47,381	9,554	-1,818	-1,012	-0,116
Собственный максимум потребления	МВт	22,800	34,615	37,922	37,550	37,181	36,816
Годовые темпы прироста	%	-20,300	51,822	9,554	-0,982	-0,982	-0,982

¹³ В соответствии с информацией АО «Охинская ТЭЦ» о прогнозной выработке электрической энергии

Динамика фактического потребления электрической энергии и мощности ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз» за период 2017 - 2021 г.г., а также прогноз потребления с 2022 г. по 2026 г. на территории «Северного энергорайона»

Наименование потребителя (предприятия)	Показатель	фактический					планируемый				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	102,004	97,326	96,004	64,763	12,5	73,1	93,3	89,7	87,6	87,4
	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт	15,84	15,07	14,49	10,36	2,3	14	14	14	14	14

Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети «Северного энергорайона»

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
1	ООО «Сахалинстройгаз»	м/р «Мухто»	20	ПС 35/6кВ «Мухто»	2021	№1122/СМНГ-703073
2	ИП Мальцева И.А.	Магазин "Джек", г. Оха, ул. Ленина, д.35	57,4	ПС 35/6 кВ «Новгородская»	2021	№3096 ОЭС
3	ОАО «Сахалинблггаз»	ГРП №1, г. Оха, ул. Чехова	5	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	2094 ОЭС
4	ОАО «Сахалинблггаз»	ГРП №4, г. Оха, 2-ой участок	5	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	2095 ОЭС
5	ОАО «Сахалинблггаз»	ГРП №5, г. Оха, пос. Дамир	5	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	2092 ОЭС
6	ОАО «Сахалинблггаз»	ГРП №5, г. Оха, пос. Геологов	5	ПС 35/6 кВ «Новгородская»	2022	2096 ОЭС
7	ОАО «Сахалинблггаз»	ГРП №7, г. Оха, ул. 60 лет СССР, литер А	1,5	ПС 35/6 кВ «Новгородская»	2022	3103 ОЭС
8	Нечаев Ф.В.	Строительство ЛПХ, земельный участок 65:24:0000004:1107	15	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	2030 ОЭС
9	Литвинцев В.Б.	Строительство жилого дома, земельный участок 65:240000030:873	5	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	1913 ОЭС
10	Лутфуллин А.А.	Гараж, земельный участок 65:24:0000017:171	10	ПС 35/6 кВ «Оха»	2022	3044 ОЭС
11	ООО «Сахалинстройгаз»	м/р «Мухто»	20	ПС 35/6кВ «Мухто»	2022	№1122/СМНГ-703073

«Центральный энергорайон»

В таблице 4.3.5 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Центрального энергорайона». Прогноз приведен в соответствии с информацией ПАО «Сахалинэнерго», а также прогнозом выработки электрической энергии другими собственниками генерирующего оборудования. Кроме этого приведена информация о:

- фактической динамике за период 2017 - 2021 г.г. и прогноз на 2022 - 2026 г.г. потребления электрической энергии и мощности крупными потребителями на территории «Центрального энергорайона» по данным ПАО «Сахалинэнерго» и информации, полученной непосредственно от самих потребителей (таблица 4.3.6.)

- актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным ПАО «Сахалинэнерго» (таблица 4.3.7.).

Таблица 4.3.5.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁴	млн. кВт*ч	2580,633	2755,454	2768,344	2777,656	2785,941	2802,753
Годовые темпы прироста	%	-0,330	6,774	0,468	0,336	0,298	0,603
Собственный максимум потребления	МВт	450	455	459	464	467	470
Годовые темпы прироста	%	0,671	1,111	0,879	1,089	0,647	0,642

¹⁴ В соответствии с информацией АО «Охинская ТЭЦ» о прогнозной выработке электрической энергии

**Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети
«Центрального энергорайона»**

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью более 670 кВт						
1	Сахалин Инжиниринг ОАО	Группа многоквартирных жилых домов секционного типа со встроенными предприятиями	997,5	ПС Центр-110/6кВ	2021	1346-18/14
2	Министерство социальной защиты	Государственное Бюджетное Учреждение "Южно-Сахалинский психоневрологический интернат"	1000	ПС "Южно-Сахалинская" 220/110/6кВ	2021	490-20/16
3	СЗ Восход-93 ООО	Группа многоквартирных жилых домов Горняк" с объектами соцкультбыта, расположенная в г. Южно-Сахалинске по северной стороне ул. Горная. 2-ая очередь	740	ПС "Центр"	2021	388-20/17
4	ГМИС ООО	Жилой комплекс "Зеленая планета" в с.Ново-Троицкое	3630	Проектируемая ЛЭП-10кВ.	2021	18749-20/18
5	МКУ "УКС" города Южно-Сахалинска	Обеспечение территорий земельных участков, выделенных многодетным семьям под строительство ИЖД	1036	ПС Луговая	2021	18987-20/18
6	МКУ "УКС" города Южно-Сахалинска	Обеспечение территорий земельных участков, выделенных многодетным семьям под строительство ИЖД	1323	ПС Луговая	2021	18988-20/18
7	Совхоз Тепличный АО	Цех №3 (гараж)	1500	ПС "Южно-Сахалинская"-220/110/6кВ	2021	20594-20/18
8	ОАУ "СТК "Горный воздух"	Здание и сооружения Горной Деревни	7500	ПС "Хомутово-2"-110/35/10кВ	2021	21024-20/18
9	ЛАНДЫШ СНТ	СНТ "Ландыш" 112 дачных домиков	1680	ПС "Березянки"-35/10кВ	2021	24558-20/20
10	МОРСПАССЛУЖБА ФГБУ	Сооружение причала Г-ДГ	800	ПС "Городская"-35/10кВ	2021	25255-20/20
11	"Мерси Агро Сахалин" ООО	Свиноводческий комплекс по производству до 62000 голов в год в с.Таранай, Анивского городского округа	1400	ПС "Таранай"-35/10кВ	2021	26643
12	Общество с ограниченной ответственностью «Управляющая компания «Созидание и Развитие»	Производственное здание	824	ПС "Углегорская"-110/10кВ	2021	26928
13	Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»	ПС 35/6 "Взморье", ВЛ-35 кВ Т-231	2939	ПС "Ильинская"-35/10 кВ	2021	27575

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
14	САХАЛИНДОМ ООО	Здания жилые общего назначения многосекционные с подземной парковкой	4200	ПС "Аралия"-35/6кВ	2021	29345
15	Вектор ООО	Гостиница с водным комплексом	1200	ПС «Южная»-110/35/6	2021	284-20/17
16	Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью менее 670 кВт		45342		2021	
Список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети мощностью от 5 МВт и выше						
17	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Подстанция 110/6 2*16 МВА	16000	ПС «Краснополюская»-220/110/10кВ	2021	20973-20/19
18	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Угольный разрез "Солнцевский"	9000	ПС «Краснополюская»-220/110/10кВ	2021	23022-20/19
19	СУР ООО	Подстанция 110/10 2*16 МВА	16000	ПС «Краснополюская»-220/110/10кВ	2022	24934-20/20
20	ВГК ТС ООО	Подстанция 35/6 "Конвейерная-1" с трансформаторами 2*16 МВА	18800	ПС "Углегорская" 110/10кВ	2021	21813-20/19
21	МУП «Электросервис»	Жилая застройка микрорайона "МЧС"	5100	ПС «Южная» 110/35/6	2021	22974-20/19
22	МУП «Электросервис»	Обеспечение земельных участков, предназначенных под жилищное строительство, технологическим присоединением к инженерным сетям	8040,8	ПС «Хомутово»-35/10кВ	2022	24124-20/20
23	«Аэропорт Южно-Сахалинск» АО	Аэропорт Южно-Сахалинск	7376	ПС «Хомутово-2»-110/35/10кВ	2022	25558
24	ООО «Сахалинский агропромышленный парк»	Агропромышленный парк с оптово-распределительным центром (1 оптово-распределительный центр, 1 производственно-складской комплекс, 1 овощехранилище)	7000	ПС "Науки" -35/10кВ	2021	26964
25	ООО «ВГК ТС»	Подстанция "Майская" 110/10 кВ 2*16 МВА	16000	ПС «Краснополюская»-220/110/10кВ	2023	27625
26	ФГКУ КОМБИНАТ "ВОСТОК" РОСРЕЗЕРВА	ГРП-10 кВ	6449,5	ПС "Ново-Александровская" -35/10кВ	2023	28316
27	СИА АО	ПС 35/10 кВ "Горизонт"	12800,0	ПС «Хомутово-2»-110/35/10кВ	2023	28373
28	ДТПП мощностью менее 5 МВт			47974,6	-	-

Стратегические проекты и объекты жилищного строительства, планируемые к реализации на территории Сахалинской области

№ п/п	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Адрес размещения	Присоединяемая мощность, кВт	Подстанции, от которых планируется осуществлять электроснабжение объектов	Сроки реализации и проекта
«Центральный энергорайон»					
1	Строительство административно-делового центра к существующей гостинице «Мега Палас Отель»	Сахалинская обл., г. Южно-Сахалинск, тер. Тор «Горный воздух»	-	-	2020-2022
2	Строительство многофункционального грузового района морского порта Поронайск	Сахалинская область, Макаровский район, южнее с.Новое	24 000	РУ-10 кВ проектируемой ПС 220/10 кВ	2023-2028
3	Реконструкция гидротехнических сооружений Северного и Южного погрузрайонов, Среднего ковша, углубление акватории в морском порту Корсаков	Сахалинская область, МО Корсаковский городской округ, морской порт Корсаков.	-	Проектирование новой ПС 110/35/10	2024-2030
4	Проект «Строительство универсального спортивного зала»	Кадастровый номер: 65:01:0000000:2070	2 000	ПС 35/6 кВ «Аралия»	2022-2024
5	Проект «Строительство центра водных видов спорта» (Бассейн)	Кадастровый номер: 65:01:0701003:508	1 684,9	Проектируемая ПС «Парковая» - 35/6 кВ, ТП6-/0,4 кВ	2022-2024
6	Проект «Строительство ледовой арены» (Ледовая арена)	Кадастровый номер: 65:01:0702003:92, 65:01:0702003:5165, 65:01:0702003:5093, 65:01:0702003:63, 65:01:0702003:41, 65:01:0702003:4982, 65:01:0702003:4979, 65:01:0702003:4980, 65:01:0702003:5164, 65:01:0702003:4956, 65:01:0702003:4561, 65:01:0702003:4957, 65:01:0702003:124,	2 500	РП-34 6кВ	2023-2025

№ п/п	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Адрес размещения	Присоединяемая мощность, кВт	Подстанции, от которых планируется осуществлять электроснабжение объектов	Сроки реализации проекта
7	Проект «Строительство социальных объектов образования: детский сад и школа»	65:01:0702003:76, 65:01:0702003:4531 Кадастровый номер: 65:01:1501002:820 65:01:0000000:3022	1 752,3	не определено	2022-2026
8	Строительство завода по производству высокотехнологичных строительных модулей мощностью до 300 тыс. кв.м. модульных домокомплектов в год	в районе с.Дачное МО "Корсаковский городской округ"	15 000	н/д	2022-2024
9	Комплексное развитие территории «Уюн». Обеспечение инженерно-транспортной инфраструктурой жилого комплекса.	г. Южно-Сахалинск, КЭЧ района №7, кадастровый номер 65:01:0314001:2.	17 368,4	Основной источник питания ВЛ 110 кВ ПС "Южно-Сахалинская" – ПС "Корсаковская" (С-11) Резервный источник питания: ВЛ 110 кВ ПС "Южно-Сахалинская" – ПС "Корсаковска"я с отпайкой на ПС "Южная" (С-12).	2022-2027
10	Комплексное развитие территории «Северный городок». Обеспечение инженерно-транспортной инфраструктурой жилого комплекса.	ГО "Южно-Сахалинск", земельный участок с кадастровым номером 65:02:0000011:1411	38 553,72	От существующей опоры № 74 ВЛ-220 кВ Южно-Сахалинская – Углезаводская	2022-2032
11	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке ГО "Город Южно-Сахалинск" (северная часть)	земельный участок ГО "Город Южно-Сахалинск" (северная часть)	н/д	н/д	н/д
12	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке ГО "Город Южно-Сахалинск" (территория северный город - спутник)	земельный участок ГО "Город Южно-Сахалинск" (территория северный город - спутник)	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Адрес размещения	Присоединяемая мощность, кВт	Подстанции, от которых планируется осуществлять электроснабжение объектов	Сроки реализации и проекта
13	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке в МО ГО "г. Южно-Сахалинск", с. Восточка	земельный участок в МО ГО "г. Южно-Сахалинск", с. Восточка	н/д	н/д	н/д
14	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке в с. Успенское	с. Успенское, кадастровый номер: 65:05:0000027:602	н/д	н/д	н/д
15	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке в с. Мицулевка	с. Мицулевка, кадастровый номер: 65:05:11:841	н/д	н/д	н/д
17	Строительство индивидуальных жилых домов на земельном участке в МО "Анивского ГО", ул. Совхозная	МО "Анивского ГО", ул. Совхозная	н/д	н/д	н/д
18	Строительство жилья по программе Дальневосточный квартал. Создание не менее 200 тыс. кв.м жилья с сопутствующей инженерной инфраструктурой.	г. Южно-Сахалинске, с. Дальнее, правобережье р. Владимировка, ЗУ с кадастровыми номерами: 65:02:0000039:3219, 65:02:0000039:3220, 65:02:0000039:309, 65:02:0000039:308, 65:02:0000039:310, 65:02:0000039:311, 65:02:0000039:3251, 65:02:0000039:3257, 65:02:0000039:3254, 65:02:0000039:3224, 65:02:0000039:3221, 65:02:0000039:3222, 65:02:0000039:3247, 65:02:0000039:302, 65:02:0000039:3250, 65:02:0000039:3250, 65:02:0000039:3252, 65:02:0000039:3223, 65:02:0000039:3249, 65:02:0000039:2903, 65:02:0000039:2904	н/д	Требуется строительство опорной трансформаторной подстанции	2022-2030

№ п/п	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Адрес размещения	Присоединяемая мощность, кВт	Подстанции, от которых планируется осуществлять электроснабжение объектов	Сроки реализации и проекта
19	База для МУП «Транспортная компания/автобусный парк»	г. Южно-Сахалинск, ул. Воздушная, 18; к/н 65:01:0107005:270	1 250 (дополнительно запрошено 1750 кВт)	РУ-6кВ ТП-380	2022-2025
20	Сахалинский научно-образовательный центр	ГО "Южно-Сахалинск", земельный участок с кадастровым номером 65:01:0703005:726 в границах улиц Комсомольская, Антона Буяклы, Музейная, Коммунистический проспект	6 500	Не определено	2022-2025
21	Объединенный производственный и офисный комплекс «Сахалинского нефтегазового индустриального парка», аренда помещений предприятиями нефтегазового комплекса Сахалинской области	ГО «Город Южно-Сахалинск», западная сторона, а/д «Южно-Сахалинск – Ново-Александровск» (строительный номер: ул. Восточная, 20), южнее базы Шлюмберже, земельный участок с кадастровым номером 65:01:0000000:94	9 900	ПС «Южно-Сахалинская», 6 кв	2022-2024
22	Агропромышленный парк с оггово-распределительным центром в г. Южно-Сахалинске. Аренда помещений, переработка и хранение продукции предприятиями агропромышленного комплекса Сахалинской области	ГО "Южно-Сахалинск", южнее пл/р Новоалександровка, и ул. Восточной, восточнее Сельскохоз. техникума и дороги местного значения Южно-Сахалинск-Оха, западнее бывшей птицефабрики им. 50-летия Октября, земельный участок с кадастровым номером 65:01:0000000:2474	7 000	ПС «Науки», 10 кв	2022-2023
23	Морской порт. Деятельность морского грузового транспорта	г. Корсаков	н/д	не определено	н/д
24	Экополис. Жилая застройка	г. Корсаков	н/д	не определено	н/д
25	Строительство завода по глубокой переработке рыбы мощностью 100 тысяч тонн готовой продукции в год,	г. Корсаков	5 000	не определено	2023-2026

№ п/п	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Адрес размещения	Присоединяемая мощность, кВт	Подстанции, от которых планируется осуществлять электроснабжение объектов	Сроки реализации и проекта
	холодильника для одновременного хранения до 10 тысяч тонн мороженой продукции, г.Корсаков				

Энергорайон «Кири́нское ГКМ»

В таблице 4.3.9 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Кири́нское ГКМ». Прогноз основывается на информации ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ведущей освоение «Кири́нского» газоконденсатного месторождения. Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок и информации собственника о прогнозной выработке электрической энергии и ожидаемой нагрузке на 2022 г.

Таблица 4.3.9.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Кири́нское ГКМ»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁵	млн.кВт*ч	12,104	12,550	12,55	12,550	12,550
Годовые темпы прироста	%	5,5	3,6	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	4,820	4,820	5,011	5,210	5,416
Годовые темпы прироста	%	50,630	0,000	3,963	3,963	3,963

Энергорайон «Ныш»

В таблице 4.3.10 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Ныш». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок и данных о планах собственника на 2022 г.

Таблица 4.3.10.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Ныш»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	1,101	1,279	1,263	1,247	1,231
Годовые темпы прироста	%	-19,869	16,167	-1,260	-1,260	-1,260
Собственный максимум потребления	МВт	0,242	0,282	0,327	0,323	0,319
Годовые темпы прироста	%	-3,013	16,167	16,004	-1,260	-1,260

Энергорайон «Виахту»

В таблице 4.3.11 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Виахту». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.11.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Виахту»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁶	млн.кВт*ч	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884
Годовые темпы прироста	%	2,900	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственный максимум потребления	МВт	0,402	0,409	0,416	0,423	0,431
Годовые темпы прироста	%	1,750	1,754	1,754	1,754	1,754

¹⁵ В соответствии с информацией ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» о прогнозной выработке электрической энергии

¹⁶ В соответствии с информацией МУП «Транспорт» о прогнозной выработке электрической энергии

Энергорайон «Хоз»

В таблице 4.3.12 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Хоз». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.12.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Хоз»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁷	млн.кВт*ч	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815
Годовые темпы прироста	%	2,904	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственный максимум потребления	МВт	0,476	0,466	0,457	0,448	0,439
Годовые темпы прироста	%	-2,031	-2,031	-2,031	-2,031	-2,031

Энергорайон «Первомайский»

В таблице 4.3.13 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Первомайский». Прогноз основывается на данных ООО «Энергетик» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.13.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Первомайский»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁸	млн.кВт*ч	1,592	1,592	1,592	1,592	1,592
Годовые темпы прироста	%	-3,574	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственный максимум потребления	МВт	0,396	0,396	0,396	0,396	0,396
Годовые темпы прироста	%	4,178	0,000	0,000	0,000	0,000

Энергорайон «Сфера»

В таблице 4.3.14 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Сфера». Прогноз основывается на данных ООО «СахГЭК» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.14.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Сфера»

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ¹⁹	млн.кВт*ч	16,864	17,033	17,117	17,134	17,151
Годовые темпы прироста	%	3,454	1,002	0,493	0,099	0,099
Собственный максимум потребления	МВт	3,729	3,767	3,785	3,789	3,793
Годовые темпы прироста	%	-6,766	1,000	1,000	2,000	2,000

Энергорайон «Сфера-2»

В таблице 4.3.15 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Сфера-2». Прогноз основывается на данных ООО «СахГЭК» о выработке электроэнергии.

¹⁷ В соответствии с информацией МУП «Транспорт» о прогнозной выработке электрической энергии

¹⁸ В соответствии с информацией ООО «Энергетик» о прогнозной выработке электрической энергии

¹⁹ В соответствии с информацией ООО «СахГЭК» о прогнозной выработке электрической энергии

Таблица 4.3.15.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Сфера-2»**

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ²⁰	млн.кВт*ч	2,278	2,280	2,281	2,281	2,282
Годовые темпы прироста	%	310,450	0,088	0,044	0,000	0,044
Собственный максимум потребления	МВт	0,489	0,532	0,576	0,619	0,662
Годовые темпы прироста	%	-12,740	8,904	8,150	7,499	7,022

Энергорайон «Пихтовое»

В таблице 4.3.16 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Пихтовое». Прогноз основывается на данных ООО «Пихтовое» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.16.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Пихтовое»**

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии ²¹	млн.кВт*ч	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304
Годовые темпы прироста	%	-8,434	0,000	0,000	0,000	0,000
Собственный максимум потребления	МВт	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
Годовые темпы прироста	%	4,370	0,000	0,000	0,000	0,000

Энергорайон «Новиково»

В таблице 4.3.17 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Новиково». Прогноз приведён в соответствии с данными ПАО «Сахалинэнерго».

Таблица 4.3.17.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Новиково»**

Показатели	Ед. изм.	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	1,678	1,652	1,627	1,603	1,665
Годовые темпы прироста	%	-1,584	-1,522	-1,522	-1,522	3,903
Собственный максимум потребления	МВт	0,387	0,381	0,376	0,370	0,364
Годовые темпы прироста	%	-1,698	-1,522	-1,522	-1,522	-1,522

4.4. Прогнозный баланс электроэнергии

Перспективные балансы электроэнергии на период 2022 - 2026 г.г. сформированы в соответствии со следующей информацией:

- прогнозом электропотребления энергорайонов территориальной энергосистемы Сахалинской области (глава 4.3);
- прогнозом выработки электроэнергии электростанциями территориальной энергосистемы Сахалинской области, предоставленным

²⁰ В соответствии с информацией ООО «СахГЭК» о прогнозной выработке электрической энергии

²¹ В соответствии с информацией ООО «Пихтовое» о прогнозной выработке электрической энергии

эксплуатирующими организациями и собственниками электрогенерирующего оборудования.

Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления электрической энергии по энергорайонам на период 2022 – 2026 г.г. представлены в таблицах 4.4.1 - 4.4.11.

«Северный энергорайон»

Динамика производства и полезный отпуск электроэнергии на территории «Северного энергорайона» на 2022 – 2026 г.г. представлен в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.1.

Прогнозный баланс электрической энергии «Северного энергорайона» на период 2022 - 2026 г.г., млн.кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	178,047	195,057	191,51	189,571	189,351
- «Охинская ТЭЦ».	178,047	195,057	191,51	189,571	189,351
Потребление электрической энергии	178,047	195,057	191,51	189,571	189,351

«Центральный энергорайон»

Динамика производства и полезный отпуск электроэнергии на территории «Центрального энергорайона» на 2022 – 2026 г.г. представлен в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2.

Прогнозный баланс электрической энергии «Центрального энергорайона» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС	2755,45	2768,34	2777,656	2785,941	2802,753
- «НГЭС»	193,9	193,9	96,95	0,0	0,0
«Ногликская ТЭС»	0,0	0,0	96,95	193,9	193,9
- «Сахалинская ГРЭС»	347,54	347,54	347,54	347,54	347,54
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2197,76	2210,73	1979,41	1747,06	1763,87
- «Томаринская ТЭЦ»	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
- «Холмская ТЭЦ»	13,286	13,2	13,2	13,2	13,2
ВЭС АО «НоваВинд»	0,0	0,0	240,64	481,27	481,27
Потребление электрической энергии	2755,45	2768,34	2777,656	2785,941	2802,753

Децентрализованные энергорайоны

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории децентрализованных энергорайонов на территории о. Сахалин в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблицах 4.4.3 – 4.4.11. Данные по динамике производства и потребления электроэнергии на территории Курильских островов представлены в «Комплексной схеме энергоснабжения Курильских островов на 2022 - 2026 годы и до 2035 года».

Энергорайон «Кириинского ГКМ»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.3.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Кириинского ГКМ» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	24,86	26,75	28,78	30,97	33,32
- ЭС СН	24,86	26,75	28,78	30,97	33,32
Потребление электрической энергии	24,86	26,75	28,78	30,97	33,32

Энергорайон «Ныш»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Ныш» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	1,101	1,279	1,263	1,247	1,231
- Мини ТЭЦ «Ныш»	1,101	1,279	1,263	1,247	1,231
Потребление электрической энергии	1,101	1,279	1,263	1,247	1,231

Энергорайон «Виахту»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.5. Информация приведена в соответствии с данными собственника.

Таблица 4.4.5.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Виахту» на период 2022 – 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
- ДЭС с. Виахту	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884
Потребление электрической энергии	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884

Энергорайон «Хоз»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.6. Информация приведена в соответствии с данными собственника.

Таблица 4.4.6.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Хоз» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815
- ДЭС с. Хоз	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815
Потребление электрической энергии	0,815	0,815	0,815	0,815	0,815

«Первомайский энергорайон»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.7.

Таблица 4.4.7.

Прогнозный баланс электрической энергии «Первомайского энергорайона» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	1,592	1,592	1,592	1,592	1,592
- ДЭС с. Первомайск	1,592	1,592	1,592	1,592	1,592
Потребление электрической энергии	1,592	1,592	1,592	1,592	1,592

Энергорайон «Сфера»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.8.

Таблица 4.4.8.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Сфера» на период 2022 - 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	16,864	17,033	17,117	17,134	17,151
- Мини ТЭЦ «Сфера»	16,864	17,033	17,117	17,134	17,151
Потребление электрической энергии	16,864	17,033	17,117	17,134	17,151

Энергорайон «Сфера-2»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.9.

Таблица 4.4.9.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Сфера-2» на период 2022 – 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	2,278	2,28	2,281	2,281	2,282
- <i>Мини ТЭЦ «Сфера-2»</i>	2,278	2,28	2,281	2,281	2,282
Потребление электрической энергии	2,278	2,28	2,281	2,281	2,282

Энергорайон «Пихтовое»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.10.

Таблица 4.4.10.

Баланс электрической энергии энергорайона «Пихтовое» на период 2022 – 2026 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304
- <i>ДЭС с. Пихтовое</i>	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304
Потребление электрической энергии	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304

Энергорайон «Новиково»

Динамика производства и потребления электроэнергии на территории данного энергорайона в 2022 – 2026 г.г. представлены в таблице 4.4.11.

Таблица 4.4.11.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Новиково» на период 2022 – 2026 г.г., млн.кВт*ч

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Выработка электрической энергии ЭС, в т.ч.:	1,678	1,652	1,627	1,603	1,665
- <i>«Новиковская ВДЭС»</i>	1,678	1,653	1,627	1,603	1,665
Потребление электрической энергии	1,678	1,653	1,627	1,603	1,665

4.5. Прогнозный баланс электрической мощности

Перспективные балансы мощности на период 2022 – 2026 г.г. сформированы в соответствии со следующей информацией:

- прогнозом максимального потребления мощности энергорайонов территориальной энергосистемы Сахалинской области (глава 4.3);

- прогнозом развития генерирующих мощностей электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области на период до 2026 г., принятым на основании планов эксплуатирующих организаций и собственников электрогенерирующего оборудования (глава 4.2).

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования. При разработке балансов мощности величина перспективного нормативного резерва мощности учтена в соответствии с данным требованием.

Прогнозные балансы электрической мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2022 – 2026 г.г. приведены в таблицах 4.5.1 - 4.5.11.

На основании анализа прогнозных балансов мощности сделаны вывод о необходимости/отсутствии необходимости ввода генерирующих мощностей, приведенный в таблице 4.5.12.

«Северный энергорайон»

Таблица 4.5.1.

Баланс электрической мощности «Северного энергорайона» на период 2022 – 2026 г.г.

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Располагаемая мощность станций, МВт	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6
Максимум потребления, МВт	22,8	34,6	37,9	37,5	37,2	36,8
Нормативный резерв мощности, МВт	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	72,8	84,6	87,9	87,5	87,2	86,8
Резерв мощности, МВт	13,8	2,0	-1,3	-0,9	-0,6	-0,2

В рассматриваемом периоде 2023 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь переменный характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2023 г. (-1,3 МВт), наибольшее – в 2021 г. (13,8 МВт). Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности «Охинской ТЭЦ» не менее чем на 1,3 МВт.

«Центральный энергорайон»

Таблица 4.5.2.

**Баланс электрической мощности «Центрального энергорайона»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций; МВт	634,74	634,74	734,74	834,74	834,74
<i>в т.ч.:</i>					
- «НГЭС»	48,0	48,0	24,0	0,0	0,0
- «Ногликская ТЭС»	0,0	0,0	24,0	48,0	48,0
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Ильинское)	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- «Томаринская ТЭЦ»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
- «Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
- ВЭС АО «Новавинд»	0,0	0,0	100,0	200,0	200,0
Располагаемая мощность станций; МВт	628,24	628,24	630,24	632,24	632,24
<i>в т.ч.:</i>					
- «НГЭС»	44,0	44,0	22,0	0,0	0,0
- «Ногликская ТЭС»	0,0	0,0	24,0	48,0	48,0
- «Сахалинская ГРЭС» (с. Ильинское)	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
- «Томаринская ТЭЦ»	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
- «Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
- ВЭС АО «Новавинд»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум потребления; МВт	455,0	459,0	464,0	467,0	470,0
Нормативный резерв мощности, МВт	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	625,0	629,0	634,0	637,0	640,0
Резерв мощности, МВт	3,24	-0,76	-3,76	-4,76	-7,76

На 2022 г.г. баланс мощности будет складываться с профицитом располагаемой мощности. В период 2023 - 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности станций «Центрального энергорайона» не менее чем на 7,76 МВт.

Энергорайон «Кириновское ГКМ»

Таблица 4.5.3.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Кириновского ГКМ»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	9,28	9,28	9,28	9,28	9,28	9,28
Располагаемая мощность станций, МВт	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
Максимум потребления, МВт	3,20	4,82	4,82	5,01	5,21	5,42
Нормативный резерв мощности, МВт	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	5,52	7,14	7,14	7,33	7,53	7,74
Резерв мощности, МВт	1,44	-0,18	-0,18	-0,37	-0,57	-0,78

В период 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь убывающий характер. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ЭС СН не менее чем на 0,78 МВт.

Энергорайон «Ныш»

Таблица 4.5.4.

Баланс электрической мощности энергорайона «Ныш» на период 2022 – 2026 г.г.

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Располагаемая мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Максимум потребления, МВт	0,25	0,242	0,282	0,327	0,323	0,319
Нормативный резерв мощности, МВт	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,65	0,64	0,68	0,73	0,72	0,72
Резерв мощности, МВт	-0,05	-0,04	-0,08	-0,13	-0,12	-0,12

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всём периоде. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь переменный характер. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Ныш» не менее чем на 0,13 МВт.

Энергорайон «Виахту»

Таблица 4.5.5.

Баланс электрической мощности энергорайона «Виахту»

на период 2022 – 2026 г.г.

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Располагаемая мощность станций, МВт	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Максимум потребления, МВт	0,362	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43
Нормативный резерв мощности, МВт	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,76	0,80	0,81	0,82	0,82	0,83
Резерв мощности, МВт	-0,11	-0,15	-0,16	-0,17	-0,17	-0,18

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всём периоде. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь убывающий характер. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Виахту» не менее чем на 0,18 МВт.

Энергорайон «Хоз»

Таблица 4.5.6.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Хоз»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Располагаемая мощность станций, МВт	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Максимум потребления, МВт	0,49	0,48	0,47	0,46	0,45	0,44
Нормативный резерв мощности, МВт	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,90
Резерв мощности, МВт	-0,24	-0,23	-0,22	-0,21	-0,2	-0,19

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом величина резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет носить возрастающий характер. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Хоз» не менее чем на 0,19 МВт.

«Первомайский энергорайон»

Таблица 4.5.7.

**Баланс электрической мощности «Первомайского энергорайона»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Располагаемая мощность станций, МВт	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Максимум потребления, МВт	0,38	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Нормативный резерв мощности, МВт	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,31	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Резерв мощности, МВт	-0,38	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всём периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с. Первомайск не менее чем на 0,4 МВт.

Энергорайон «Сфера»

Таблица 4.5.8.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность станций, МВт	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Максимум потребления, МВт	4,00	3,73	3,77	3,78	3,79	3,79
Нормативный резерв мощности, МВт	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	8,00	7,73	7,77	7,78	7,79	7,79
Резерв мощности, МВт	-1,25	-0,98	-1,02	-1,03	-1,04	-1,04

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всём периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера» не менее чем на 1,25 МВт.

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 4.5.9.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера-2»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Максимум потребления, МВт	0,56	0,49	0,53	0,58	0,62	0,66
Нормативный резерв мощности, МВт	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Итого спрос (с учетом резерва), МВт	1,02	0,95	0,99	1,04	1,08	1,12
Резерв мощности, МВт	-0,06	0,01	-0,03	-0,08	-0,12	-0,16

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учетом нормативного резерва) будет иметь убывающий характер. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера-2» не менее чем на 0,16 МВт.

Энергорайон «Пихтовое»

Таблица 4.5.10.

Баланс электрической мощности энергорайона «Пихтовое» на период 2022 – 2026 г.г.

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Располагаемая мощность станций, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Нормативный резерв мощности, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Резерв мощности, МВт	-0,07	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всём периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Пихтовое» не менее чем на 0,08 МВт с установкой дополнительных дизельгенераторных установок. По данным, предоставленным собственником, на станции установлены 2 дизельгенераторные установки, следовательно, требования ГОСТ Р 58057-2018 невозможно соблюсти без установки дополнительных дизельгенераторных установок.

Энергорайон «Новиково»

**Баланс электрической мощности энергорайона «Новиково»
на период 2022 – 2026 г.г.**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Установленная мощность станций, МВт	4,67	5,21	5,21	5,21	4,67	4,67
Располагаемая мощность станций, МВт	4,67	5,21	5,21	5,21	4,67	4,67
Максимум потребления, МВт	0,39	0,39	0,38	0,38	0,37	0,36
Нормативный резерв мощности, МВт	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,99	1,99	1,98	1,98	1,97	1,96
Резерв мощности, МВт	2,67	3,23	3,23	3,24	2,7	2,70

В рассматриваемом периоде 2022 – 2026 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) носит переменный характер. При рассматриваемом характере изменения нагрузки рекомендаций по вводу/выводу генерирующего оборудования нет.

Таблица 4.5.12.

**Перечень выявленных проблем в генерирующем хозяйстве
и рекомендуемые мероприятия по их ликвидации
на период 2022 – 2026 годы**

Энергорайон	Резерв мощности	Необходимые мероприятия
«Северный энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности «Охинской ТЭЦ» не менее чем на 1,3 МВт
«Центральный энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности станций «Центрального энергорайона» не менее чем на 7,8 МВт
Энергорайон «Кириновское ГКМ»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Электростанции собственных нужд не менее чем на 0,78МВт
Энергорайон «Ныш»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Ныш» не менее чем на 0,13 МВт.
Энергорайон «Виахту»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Виахту» не менее чем на 0,11 МВт.
Энергорайон «Хоз»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Хоз» не менее чем на 0,19 МВт.
«Первомайский энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с Первомайск не менее чем на 0,4 МВт.
Энергорайон «Сфера»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера» не менее чем на 1,2 МВт.
Энергорайон «Сфера-2»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера-2» не менее чем на 0,16 МВт.
Энергорайон «Пихтовое»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой

Энергорайон	Резерв мощности	Необходимые мероприятия
		мощности ДЭС «Пихтовое» не менее чем на 0,08 МВт с установкой дополнительных генераторов.
Энергорайон «Новиково»	Превышает нормативное значение	Не требуются.

4.6. Планы по развитию электроэнергетического комплекса территориальной энергосистемы Сахалинской области

При формировании предложений по развитию электроэнергетического комплекса территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2022 – 2026 г.г. вводы, реконструкции и техническое перевооружение объектов электроэнергетики определялись с учётом следующих документов:

- Программа строительства и расширения объектов энергетики по ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз» на 2020 - 2024 г.г. (таблица 4.6.1);
- Проект программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащённости мобильных энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети» (таблица 4.6.1);
- Инвестиционная программа АО «Охинская ТЭЦ», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 28.10.2019 № 86;
- Инвестиционная программа ПАО «Сахалинэнерго» на 2022 – 2026 г.г. (таблица 4.6.3);
- Инвестиционная программа МУП «Электросервис», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 08.10.2020 № 55 с изменениями от 29.10.2021 (таблица 4.6.3.);
- Инвестиционная программа ОАО «РЖД» на 2020 - 2022 г.г., утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 13.10.2020 № 57 с изменениями от 29.10.2021 (таблица 4.6.3);
- Программа обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК) (таблица 4.6.5);
- технические условия и действующие договоры на технологическое присоединение перспективных потребителей (таблица 4.6.2);
- планы сетевых организаций по реконструкции сетей (таблица 4.6.5);
- планы иных организаций по строительству объектов генерации (таблица 4.6.5).

В нижеприведенных таблицах указываются только основные мероприятия по основному генерирующему оборудованию электрических станций и реконструкции сетей 35 кВ и выше на территории соответствующих энергорайонов. Полный перечень мероприятий, планируемых к реализации в соответствии с инвестиционными программами субъектов энергетики.

Детальная информация по децентрализованным энергорайонам Курильских островов приведена в приложении к «Схеме и Программе развития электроэнергетики Сахалинской области на 2022 – 2026 годы»

«Комплексная схема энергоснабжения Курильских островов на 2022 – 2026 годы и до 2035 года».

«Северный энергорайон»

Перечень мероприятий, планируемых к вводу и реконструкции приведён в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1.

Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети «Северного энергорайона»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия по подготовке к осенне-зимнему периоду 2022 – 2023 г.г.					
1	ПС «Медвежье Озеро» 35/6 кВ	2022	Замена на ПС трансформатора мощностью 4,0 МВ*А	Вышел из строя	ООО «Охинские электрические сети»
Мероприятия по строительству и реконструкции объектов напряжением 35 кВ, планируемые к реализации в соответствии с «Проектом программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащения мобильных энергетических бригад»					
ООО «Охинские электрические сети»					
1	ПС «Медвежье Озеро» 35/6 кВ	2023 - 2025	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х2,5 МВ*А взамен существующей.	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
2	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС-35/6 кВ «Медвежье Озеро»	2023 - 2026	Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Медвежье Озеро» протяженностью 4 км проводом марки АС-70	Повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС-35/6 кВ «Медвежье Озеро»	ООО «Охинские электрические сети»
4	ПС «Новгородская» 35/6 кВ	2023 - 2025	Строительство новой ПС «Новгородская» - 35/6 кВ (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х6,3МВ*А	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
5	ВЛ-35 кВ «Новгородская» (Т-601)	2023 - 2025	Реконструкция ВЛ-35 кВ в части замены провода и линейной арматуры ЛЭП-35 кВ «Новгородская»	Срок службы ЛЭП превысил нормативный, несоответствие требованиям ПУЭ.	ООО «Охинские электрические сети»
8	ПС «28 км» 35/6 кВ	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1,0 МВ*А взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
9	ПС «Лагури» 35/6 кВ	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1,0 МВ*А взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
10	ПС «Аэропорт» 35/6 кВ	2024	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1,0 МВ*А взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с программой строительства и расширения объектов энергетики по ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»					
1	Второй заход ВЛ-35кВ на ПС «Эхаби» - 35/6 кВ	2024	Строительство второго захода ВЛ-35 кВ на ПС-35/6 кВ «Эхаби» протяженностью порядка 3 км. Реконструкция РУ-35 кВ ПС с образованием схемы	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
			№35-4Н		
3	ПС «Сабо» - 35/6 кВ	2023	Строительство ПС-35/6 кВ «Сабо» (взамен существующих ПС) с трансформаторами 2х1,6 МВ*А, сооружение РУ-35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»
4	ПС-35 кВ «Западное Сабо»	2023	Перевод ПС на напряжение 6 кВ с питанием от вновь сооружаемой ПС 35 кВ «Сабо» (взамен существующей)	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»
5	ВЛ-35 кВ «НПС Сабо»	2023	Демонтаж ВЛ-35 кВ, перевод питания ПС на напряжение 6 кВ	Срок службы ЛЭП превысил нормативный	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»
6	ПС-35/6кВ 2 площадь м.р. Восточное Эхаби	2024	Строительство ПС-35/6 кВ «2-я Площадь» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2х2,5 МВА		ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»

«Центральный энергорайон»

В таблице 4.6.2 приведены мероприятия по строительству и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, реализуемые в рамках выданных технических условий на технологическое присоединение.

В таблице 4.6.3 приведены основные мероприятия по развитию электрической сети «Центрального энергорайона», соответствующие инвестиционным программам ПАО «Сахалинэнерго» и ОАО «РЖД».

В таблице 4.6.4 приведён перечень основных мероприятий в соответствии с программой обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК).

В таблице 4.6.5 приведён перечень перспективных мероприятий, на объектах генерации и электрической сети 35 кВ и выше на территории «Центрального энергорайона» в период до 2026 г.

Таблица 4.6.2.

Перечень мероприятий, планируемых к реализации на территории «Центрального энергорайона» на период 2022 – 2026 г.г. в рамках осуществления технологического присоединения

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²²	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, планируемые к реализации в рамках технологического присоединения						
1	ПС «ПСП» 35/6 кВ	2022	-	Строительство ВЛ-35 кВ от ПС-35/6 кВ "Вал" до ПС-35/6 кВ "ПСП" протяженностью 18 км. Строительство ПС 35/6 кВ "ПСП" 2х6,3 МВ*А	Реализация проекта ПСП "Сахалин-1"	ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»
2	ПС «Краснопольская» 220/110/10 кВ	2022	К_511-К-Ф-036	Реконструкция ПС Краснопольская с заменой двух автотрансформаторов мощностью 2х32 МВА на новые мощностью 2х63 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС «Шахтерская» 110/35/10/6 кВ	2022	К_511-К-Ф-037	Реконструкция ПС Шахтерская с заменой двух трансформаторов мощностью 15 и 16 МВА на новые мощностью 2х25 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1646 от 12.08.2019 на технологическое присоединение	ПАО «Сахалинэнерго»
4	ПС «Конвейерная-1» 35 кВ	2022	-	Строительство ПС 35 кВ Конвейерная-1 с трансформаторами мощностью 2х16 МВА	энергопринимающих устройств ООО «ВГК ТС»	ООО «ВГК ТС»
5	Заходы на ПС «Конвейерная-1» 35 кВ	2022	-	Строительство заходов ЛЭП-35 кВ от ближайших опор ВЛ 35 кВ Т-451 и Т-408 ПС Шахтерская до проектируемой ПС 35 кВ Конвейерная-1 протяженностью 2х0,5 км		ООО «ВГК ТС»
6	ПС «Хомутово» 35/10 кВ	2022	L_511_L-Ф-ТП041	Реконструкция ПС Хомутово с заменой двух трансформаторов мощностью 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА	ТУ № С/Э-2-13-934 от 04.06.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Сахкомстрой»	ПАО «Сахалинэнерго»
7	ВЛ-35 кВ (Т-150)	2022	J_511-J-Ф-ТП003	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-150 в двухцепную проводом АБРО-Z 177 на металлических опорах от ПС Хомутово до ПС Хомутово-2 и заменой существующего провода АС-120 на провод АБРО-Z 177.	ТУ № С/Э-2-13-2768 от 13.12.2018 на технологическое присоединение	ПАО «Сахалинэнерго»
8	Новые КЛ до ПС «Горная деревня» 35 кВ	2022		Строительство двух КЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Т-127, Т-128 до проектируемой ПС 35 кВ Горная деревня протяженностью 2х3,9 км	энергопринимающих устройств ОАУ «СТК «Горный воздух»	ПАО «Сахалинэнерго»

²² В соответствии с инвестиционными программами ТСО.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²²	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
9	ПС «Горная деревня» 35 кВ	2022		Строительство новой ПС 35 кВ Горная деревня трансформаторной мощностью 2х10 МВА	ТУ № 21799-20/19 от 30.05.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Афалина»;	ПАО «Сахалинэнерго»
10	ПС «Стародубская» 35/10 кВ	2021	J_511-K-Ф-ТП058	Реконструкция ПС Стародубская с заменой Т1 мощностью 2,5 МВА на новый мощностью 4 МВА	ТУ № С/Э-19/1-13-122 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный гектар)</i>	ПАО «Сахалинэнерго»
11	КВЛ-35 кВ от ПС Радицентр до ПС Охотская	2023		Строительство КВЛ 35 кВ от ПС Радицентр до проектируемой ПС Охотская с организацией захода-выхода на ПС Подорожка протяженностью 22,5 км		ПАО «Сахалинэнерго»
12	КЛ-35 кВ от ПС «Лесная»	2023	J_511-J-Ф-ТП004	Строительство КЛ 35 кВ от ПС Лесная до проектируемой ПС Охотская протяженностью 6 км		ПАО «Сахалинэнерго»
13	ПС «Охотская» 35 кВ	2023	-	Строительство ПС 35 кВ Охотская с трансформаторами мощностью 2х10 МВА и установкой БСК мощностью 2х1,6 Мвар	ТУ № С/Э-19/1-13-123 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный гектар)</i>	Департамент имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский»
14	Заходы на ПС «Солнечная» 110 кВ	2022	-	Строительство захода от опоры №10 действующей двухцепной ЛЭП-110 кВ С-41, С-42 проводом АБРО-Z до проектируемой ПС 110 кВ протяженностью 1,8 км	ТУ № С/Э-2-13-1946 от 25.09.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Солнцевский угольный разрез»	ООО «Солнцевский угольный разрез»
15	ПС «Солнечная» 110 кВ	2022	-	Строительство телемеханизированной ПС 110 кВ с трансформаторами мощностью 2х16 МВА	ТУ № 28373 от 20.07.2021	ООО «Солнцевский угольный разрез»
16	КЛ 35 кВ от ПС	2023	M_511-L-Ф-	Строительство двух КЛ-35 кВ кабелем сечением 500мм ² с		ПАО

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²²	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	Хомутово-2 до ПС Горизонт		ТП118	устройством переходов методом ГНБ от ПС 110/35/10 кВ "Хомутово-2" до проектируемой ПС 35/10 кВ «Горизонт» длиной 3,795 км каждая	на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Сахалинской ипотечное агентство»	«Сахалинэнерго»
17	ПС «Ново-Александровская» 35 кВ	2023	M_511-L-Ф-ТП113	Реконструкция ПС 35 кВ Ново-Александровская с заменой существующих трансформаторов 2х6,3 МВ*А на новые мощностью 2х16 МВ*А	ТУ № 28316 от 28.07.2021 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ФГКУ КОМБИНАТ «ВОСТОК» РОСРЕЗЕРВА	ПАО «Сахалинэнерго»
18	ПС 35 кВ Науки	2022	L_P202108.03191	Реконструкция ПС 35 кВ Науки с заменой существующих трансформаторов 2х10 МВ*А на новые мощностью 2х16 МВ*А	В настоящее время суммарная мощность в соответствии с закрытыми договорами технологического присоединения (ДТП) на ПС 35 кВ Науки составляет 1,369 МВт. Ожидаемый прирост мощности в соответствии с заключенными ДТП на период до 2023 г. составляет 13,613 МВт. Ожидаемая нагрузка ПС 35 кВ Науки на этап 2023 г. составит 14,982 МВт (16,647 МВА). Таким образом, при аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 166% от Сном, что недопустимо. Следовательно, для осуществления технологического присоединения необходимо выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Науки с увеличением трансформаторной мощности.	МУП «Электросервис»

Таблица 4.6.3.

**Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети «Центрального энергорайона»,
соответствующие инвестиционным программам ПАО «Сахалинэнерго» и ОАО «РЖД»**

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
				Мероприятия, планируемые к реализации
1	ПС «Ноглики» 220 кВ	2028	J_511-K-Ф-023	Реконструкция ПС 220/110/35/6 Ноглики (демонтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35. Замена ОРУ-35 кВ - 7 ячеек на КРУН-35кВ. Монтаж 2-х трансформаторов 110/35/6 2*25 МВА. Установка 2-х ячеек 110 кВ. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.
2	ПС «Тымовская» 220 кВ	2030	K_511-K-Ф-231	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская (замена и установка оборудования ОРУ-220 - 3 ячейки, 110 кВ - по схеме 110-9, 35 кВ - 7 ячеек. Установка второго автотрансформатора 220/110/35 63 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы. Разработка ПСД)
3	ПС «Смирных» 220 кВ	2025	H_511-H550	Реконструкция ПС «Смирных 220/110/35/10 кВ» с установкой второго автотрансформатора 63 МВ*А для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Восточный базовый район.
4	«Лермонтовка» ПС 220 кВ	2023	K_511-K-Ф-069	Реконструкция ОРУ-220кВ "ПС Лермонтовка 220/110/35/10 кВ с установкой двух компенсирующих реакторов 220кВ по 20 Мвар. Восточный базовый сетевой район
5	ПС «Красногорская» 220 кВ	2022	L_511-I0115	Модернизация ПС "Красногорская 220/35/10 кВ" с заменой компенсирующего реактора 35кВ на новый 25 МВАр - 1 шт., в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый район.
6	220 кВ	2022	H_511-H551	Реконструкция ПС «Красногорская 220/35/10 кВ» с установкой второго трансформатора 25 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей (перенос с ПС «Ильинская 220/35/10 кВ»), в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый сетевой район
7	ПС «Чеховская» 220 кВ	2030	K_511-K-Ф-232	Реконструкция ПС 220/35/10 кВ Чеховская (дооборудование ОРУ-220 - 5 ячеек, 35 кВ - 5 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-10 кВ - 14 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж второго трансформатора 10 МВА)
8	ПС «Холмская» 220 кВ	2030	J_511-K-Ф-022	Реконструкция ПС 220/110/35/10/6 Холмская (монтаж КРУЭ-220 - 5 ячеек, КРУЭ-110кВ - 6 ячеек, КРУЭ-35 - 7 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-6 кВ - 36 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж 2-го трансформатора 110/35/10 40 МВА. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА).
9	ПС «Южно-Сахалинская» 220 кВ	2024	J_511-K-Ф-013	Реконструкция ПС 220 кВ Южно-Сахалинская (замена оборудования ОРУ-220 - 1 ячейка, 110 кВ - 4 ячейки, "ретрофит" ячеек ЗРУ-6 кВ, 2-а ТСН, приведение здания ЗРУ, ОПУ согласно сейсмичности района, замена устройств РЗА на новые МП терминалы, общестроительные работы, разработка проектной документации)
10	ПС «Холмск-Южная»	2027	K_511-K-Ф-234	Реконструкция ПС Холмск-Южная 110/35/6 кВ (замена с установкой оборудования ОРУ-110кВ - 3 ячейки, КРУН-35 кВ - 5 ячеек)

²³ В соответствии с инвестиционными программами ТСО

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
11	110 кВ ПС «Правдинская» 110 кВ	2029	K_511-K-Ф-233	Реконструкция ПС 110/6 кВ Правдинская (дооборудование ОРУ-110 - 3 ячейки (реконструкция по схеме «заход-выход»). Установка второго трансформатора 110/35/6 - 10 МВА)
12	ПС «Промузел» 110 кВ	2022	L_511-I-Ф-005	Модернизация ПС 110/6 кВ Промузел (устройство 7 ячеек 110кВ) с заменой масляных выключателей 110кВ - 2шт., монтажом элегазовых выключателей 110кВ - 2шт., монтажом трансформатора напряжения 110кВ - 1шт., монтажом ранее демонтированных силовых трансформаторов мощностью 2х25 МВА - 2 шт., в том числе разработка проектной документации
13	ПС «Южная» 110 кВ	2024	J_511-K-Ф-014	Реконструкция ПС «Южная» 110/35/6 кВ путем замены ОРУ-110 - 6 ячеек, КРУН-35кВ - 6 ячеек, КРУН-6кВ - 50 ячеек, 4-е ТСН. Замена трансформаторов на 2*63 МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА, в т.ч. разработка проектной документации
14	ПС «Молодежная» 35 кВ	2026	K_511-K-Ф-235	Реконструкция ПС 35/10 кВ Молодежная (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-10 кВ - 2 ячейки, ТСН. Монтаж второго трансформатора 2,5МВА)
15	ПС-35/10 кВ	2028	M_511-M-Ф-112	Строительство ПС 35/10 с двумя трансформаторами 35/10 кВ мощностью 2х4 МВА взамен существующего РП1-10 пгт. Тымовское с мероприятиями по переводу питающей ВЛ-10 кВ 8Л-Тм-10 в режиме ВЛ-35 кВ (выполнена в габаритах ВЛ-35 кВ), в т.ч. разработка проектной документации
16	ПС «Кошевое» 35 кВ	2026	L_511-L-Ф-015	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Кошевое» с заменого трансформатора 35/6 кВ мощностью 0,38 МВА, разъединителя 35 кВ-1 шт., с установкой реклоузера 35 кВ-1 шт. и реклоузера 10 кВ - 1 шт. Восточный базовый сетевой район. ССР.
17	ПП «Тихменево» 35 кВ	2022	J_511-I-Ф-373	Строительство переключющего пункта «Тихменево 35 кВ» с установкой 4 выключателей 35 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.
18	ПС «Тихменево-2» 35 кВ	2026	L_511-L-Ф-198	Строительство ПС 35/10 кВ «Тихменево-2» с трансформатром 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА, реклоузером 35 кВ - 1шт. и реклоузерами 10 кВ - 4 шт. Восточный базовый сетевой район. ВРЭС.
19	ПС «Город» 35 кВ	2026	L_511-L-Ф-013	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Город» с заменого трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА и строительством маслоприемника объемом 11,4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.
20	ПС «Гастелло» 35 кВ	2026	L_511-L-Ф-014	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Гастелло» с заменого трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА и заменой маслоприемника объемом 0,75 куб. м на маслоприемник объемом 4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.
21	ПС «Березняки» 35 кВ	2022	K_511-K-Ф-038	Реконструкция «ОРУ-35 кВ ПС Березняки» 35/10 кВ (замена двух силовых трансформаторов 2,5МВА на два силовых трансформатора 6,3МВА)
22	ПС «Ново-Александровская» 35 кВ	2027	K_511-K-Ф-241	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ново-Александровская (замена и установка оборудования КРУН-35 кВ - 7 ячеек, замена трансформаторов на 2*10 МВА)

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
23	ПС «Первомайская» 2435 кВ	2027	K_5111-K-Ф-243	Реконструкция ПС 35/6 кВ Первомайская (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-6 кВ - 20 ячеек + 2-а ТСН монтаж трансформатора 10МВА)
24	ПС «Гамбовка» 35 кВ	2022	K_5111-K-Ф-067	Реконструкция ПС «Гамбовка» 35/10 кВ замена трансформатора Т1 мощностью 1МВА на 2,5 МВА. Реконструкция ОРУ-35кВ ПС «Гамбовка» с заменой заменой ВМ-35 на ЭВ-35кВ, замена РНД-35 на РНДз-35, реконструкция КРУН-10кВ ПС «Гамбовка» 35/10 кВ с монтажом линейного вакуумного выключателя 10кВ в ячейке №2, с заменой трансформаторов тока 100/5 на 150/5
25	ПС «Горнозаводская» 35 кВ	2027	H_5111-H549	Реконструкция ПС «Горнозаводская 35/10 кВ» с установкой второго трансформатора 10 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Юго-западный базовый сетевой район.
26	ВЛ-220 кВ (Д-9)	2022	F_5111-324	Реконструкция ВЛ-220 кВ диспетчерский № Д9 с заменой опор № 141, 143, 146, монтажом дополнительной опоры промежуточного типа в пролете опор 142-143, заменой провода 9,1 км. трассы, заменой опор № 142,144,145, 137-140, 127 - 8 шт., заменой опор №128-136,125,124,123-12 шт. Южно-Сахалинский сетевой район.
27	ВЛ-220 кВ (Д-9)	2027	L_5111-I-Ф-003	Реконструкция ВЛ 220 кВ Южно-Сахалинская – Холмская. Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Южно-Сахалинская. Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Холмская (40 км ВЛ, замена 5 выключателей 220 кВ на ВЭБ 220 кВ)
28	ВЛ-220 кВ (Д-2)	2027	L_5111-I-Ф-002	Реконструкция ВЛ 220 кВ Лермонтовка - Краснополянская (21,5 км ВЛ, замена 3 выключателей 220 кВ на ВЭБ 220 кВ)
29	ВЛ-220 кВ (Д-6)	2022	F_5111-321	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красногорская – Сахалинская ГРЭС с заменой опор № 87, 89, 90, 139 158, 159, опор № 146,147,148,149,150,151 типа ППГВ-746, опор №97 типа СП-25МП, оп. № 152, 153, 154, 155, 156, 77 типа ППГВ-746, опоры № 71 типа У-36М, опор №72, 69 типа СП-25МП, №157, опор № 67,68,74,75 - 27шт. (6,75 км) Юго-Западный базовый сетевой район
30	ВЛ-110 кВ (С-31)	2023	L_5111-I0196	Реконструкция ВЛ-110 кВ диспетчерский номер С-31 от «ПС Лермонтовка 220/110/35/10 кВ до ПС «Поронайская 110/35/10 кВ», замена изоляции, провода АС на АСК и сечной арматуры 110кВ на участке .от опоры №1 до опоры №75 протяженностью 11,55 км.
31		2022	K_5111-K-Ф-177	Реконструкция ВЛ 110 кВ С11 путем увеличения протяженности линии на 1,1 км с совместным подвесом на ВЛ 110 кВ С-2 (от ПС «Южная 110/35/6 кВ» до ПС «Хомутово-2 110/35/10 кВ) от опоры № 58 до №63 ПС «Южная 110/35/6 кВ. Южно-Сахалинский сетевой район
32	ВЛ-110 кВ (С-11)	2022	L_5111-I0022	Реконструкция ВЛ 110 кВ С11 с переводом в кабельное исполнение участка ВЛ на территории резидента ТОСЭР ОАУ СТК «Горный воздух» (инв.№ 055-30348) протяженностью 1,5 км, «Реконструкция ВЛ 110 кВ С12 с переводом в кабельное исполнение участка ВЛ на территории резидента ТОСЭР ОАУ СТК «Горный воздух» (инв.№ 055-30347) протяженностью 1,53 км, в т.ч. разработка проектной документации
33	ВЛ-110 кВ (С-15)	2029	M_5111-M-Ф-241	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-15 на участке оп.№№ 1-6, с заменой провода АС-120/19 на антигололедный провод протяженностью 0,76 км. Южно-Сахалинский сетевой район.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
34	ВЛ-110 кВ (С-16)	2029	M_511-М-Ф-239	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-16 на участке оп.№№ 1-8, с заменой провода АС-120/19 на антигололедный провод протяженностью 0,808 км. Южно-Сахалинский сетевой район.
35	ВЛ-110 кВ (С-17)	2029	M_511-М-Ф-238	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-17 на участке оп.№№ 1-8, с заменой изоляции и заменой провода АС-120/19 на антигололедный провод протяженностью 1,022 км. Южно-Сахалинский сетевой район.
36	ВЛ-110 кВ (С-18; С-19)	2025	L_511-Ю194	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ диспетчерский номер С18,19 с заменой провода АС на АСК протяженностью 2,5 км. Южно-сахалинский сетевой район.
37		2029	M_511-М-Ф-240	Реконструкция ВЛ-110 кВ С-18/19 на участке оп.№№ 1-11, с заменой провода АС-120/19 на антигололедный провод протяженностью 1,26 км. Южно-Сахалинский сетевой район.
38	ВЛ-110 кВ (С-21)	2022	H_511-Н216.	Реконструкция ВЛ-110 кВ С21 замена провода АС на АСК в пролетах оп. №1-11 (2,7 км трассы - совместная подвеска с Д9), №21-36 (3,8 км трассы - совместная подвеска с С22), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №18-21 (1,3км).
39		2022	L_511-Ю195	Реконструкция ВЛ-110кВ диспетчерский номер С-22 с заменой опоры №36 типа СП21М на анкерную опору типа У36М - 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район.
40	ВЛ-110 кВ (С-22)	2024	H_511-Н1681	Реконструкция ВЛ-110 кВ С22 замена провода АС на АСК и сцелной арматуры верхнего и нижнего узла крепления на участках опор: №№ 29-40 (4,8 км трассы); №№1-16 (3,7 км трассы - совместная подвеска с С21), - заменой провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участках опор №№ 40-64 (7,1 км трассы), №№16-21 (2,2 км) - замена опоры №156, замена промежуточной опоры №32 на анкерную, замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №№64-71 (2,1 км трассы) - замена оп.47 и замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником на участках опор №№ 71-83 (3,262 км трассы)
41	ВЛ-35 кВ (Т-502; Т-507)	2027	M_511-М-Ф-226	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-502, Т-507 ПС Тымовская - ПС Адо-тымово - ПС Арги-паги (60 км)
42	ВЛ-35 кВ (Т-507)	2022	F_511-403	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-507 от ПС «Адо-Тымово 35/10 кВ» до ПС «Арги-Паги 35/10 кВ», с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 3,726 км. Центральный базовый сетевой район.
43	ВЛ-35 кВ «Шахтерская-Бошняково»	2022	L_511-Ф-008	Строительство ВЛ-35кВ ПС Шахтерская - ПС Бошняково (63,31 км ВЛ, установка ВЭБ 35 кВ - 1 шт. на ПС Шахтерская, строительство ПС Тельновская-2 (трансформатор 1 МВА-1 шт., реклоузер 35 кВ - 1шт, реклоузер 6 кВ - 1 шт), реконструкция ПС Бошняково (реклоузер 35 кВ - 1 шт), строительство ПС Лесогорская - 2 (трансформатор 1,6 МВА - 1шт, реклоузер 35 кВ - 1 шт, реклоузер 6 кВ - 2 шт)
44	ВЛ-35 кВ (Т-461)	2022	F_511-399	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-461 от Центральных электросетей (ЦЭС) до ПС "Тельновская 35/6/3 кВ", с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 11,874 км. Западный базовый сетевой район.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
45	ВЛ-35 кВ (Т-459)	2022	F_511-398	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-459 ПС «Тельновская» – ПС «Бошняково», с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 34,626 км. Западный базовый сетевой район.
46	ВЛ-35 кВ (Т-312)	2024	L_511-Ю189	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-312 ПС «Лермонтовка» - ПС «Разрез» с заменой металлических опор (36 шт) и провода, протяженностью 5 км
47	ВЛ-35 кВ (Т-320)	2027	K_511-К-Ф-218	Строительство КЛ 35 кВ Т-320 ПС Леонидово - ПС Тихменев (10,3 км)
48	ВЛ-35 кВ (Т-322)	2022	F_511-392	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-322 от ПС "Смирных 220/110/35/10 кВ" до ПС "Буюклы 35/6 кВ", с заменой деревянных опор - 24 шт. и провода протяженностью 7,849 км. Восточный базовый сетевой район.
49	ВЛ-35 кВ (Т-325)	2022	F_511-393	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-325 от ПС "Забайкалец 35/10 кВ" до ПС "Малиновка 35/10 кВ", с заменой деревянных опор-35 шт. и провода протяженностью 3444 м.п. Восточный базовый сетевой район.
50	ВЛ-35 кВ (Т-326)	2022	F_511-394	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский № Т-326 от ПС «Гастелло 35/10 кВ» до ПС «Тихменев 35/10 кВ», с заменой деревянных опор-12 шт. и провода протяженностью 8,527 км. Восточный базовый сетевой район.
51	ВЛ-35 кВ (Т-201)	2022	H_511-Н1682	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-201 ПС «Невельская-2» - ПС «Горнозаводская» замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 в пролетах опор №31-46(4,5км), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 в пролетах опор №11-31 (6,6км)
52	ВЛ-35 кВ (Т-208)	2024	L_511-Ю190	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-208 с заменой провода протяженностью 3,6 км. Юго-западный базовый сетевой район.
53	ВЛ-35 кВ (Т-121)	2023	J_511-К-Ф-007	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-121 ПС Дачная 35/10 кВ - ПС Тамбовка 35/10 кВ протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Тамбовка.
54	ВЛ-35 кВ (Т-122)	2022	J_511-К-Ф-008	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-122 ПС Агар 35/10 кВ - ПС Соловьевка 35/10 кВ протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.
55	ВЛ-35 кВ (Т-126)	2022	J_511-Ю-Ф-143	Реконструкция линии электропередачи ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-126 от ПС «Хомутово-2» 110/35/10 кВ до ПС «Олимпия» 35/10 кВ (2 км)
56	ВЛ-35 кВ (Т-126)	2022	L_511-Л-Ф-310	Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-126 "ПС Хомутово-2 110/35/10 - ПС Олимпия 35/10 кВ" с переводом в кабельное исполнение участка от опоры № 20 до опоры 27, строительство временной обводной линии Т-126 протяженностью 1,59 км.
57	ВЛ-35 кВ (Т-127; Т-128)	2022	M_511-М-Ф-269	Реконструкция двухцепной ВЛ 35 кВ Т-127, Т-128 с переводом в кабельное исполнение на участке от ПС 110/35/6 кВ Южная до оп. № 13а протяженностью 1,6 км. Южно-Сахалинский сетевой район.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ²³	Мероприятие
58	ВЛ-35 кВ (Т-129)	2022	J_511-K-Ф-006	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-129 ПС Соловьевка 35/10 кВ - ПС Дачная 35/10 кВ протяженностью 5,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.
59	ВЛ-35 кВ (Т-132)	2022	J_511-K-Ф-009	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-132 ПС Тамбовка 35/10 кВ - ПС Чапаево 35/10 кВ протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Чапаево 35/10 кВ и ПС Тамбовка 35/10 кВ.
60	ВЛ-35 кВ (Т-133)	2022	J_511-K-Ф-010	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-133 ПС Чапаево 35/10 кВ - ПС Лесная 35/10 кВ протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.
61	ВЛ-35 кВ (Т-134)	2024	J_511-J-Ф-280	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-134 от ПС «Корсаковская 110/35/10 кВ» до ПС «Городская 35/10 кВ», с заменой провода на АСК-120 протяженностью 4,3 км. Корсаковский сетевой район.
62	ВЛ-35 кВ (Т-139)	2022	J_511-K-Ф-005	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-139 ПС «Корсаковская» 110/35/10 кВ - ПС «Агар» 35/10 кВ протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.
63	ВЛ-35 кВ (Т-141)	2023	F_511-387	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-141 от ПС «Корсаковская» 110/35/10 кВ до ПС «Озерская» 35/10 кВ с заменой деревянных опор 82 шт., АП-образных опор №25, 28, 34, 47, 54 - 5 шт., П-образных опор № 26, 27, 29-33, 35-46,48-53, 55-57 - 28 шт., П-образных опор №58-106 - 49 шт., П-образных опор № 160, 162-169,171-175,177,178 - 16 шт., П-образных опор № 179,181-184,186,188,189,192,193, АП-образных опор №161, 166, 180, 185, 187, 190, 191, АП-образных опор № 80,81,93, П-образных опор № 194-196,198-202,204,205, 208,209,257-268 - 43 шт., АП-образных опор №197,203,256,269, П-образных опор № 8-11,13-16,18,19,22,23 - 16 шт. Корсаковский сетевой район
64	ВЛ-35 кВ (Т-150)	2022	K_511-K-Ф-066	Реконструкция «ВЛ-35 кВ Т-150 ПС Хомутово 35/10/6 кВ - ПС Хомутово-2 110/35/10 кВ» с заменой провода на провод АЕРО-Z-177, монтажом второй цепи 35кВ (протяженность определяется при разработке ПСД). Южно-Сахалинский сетевой район.
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с программой «Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД»				
1	ПС-35/6 кВ «Взморье»	2022	L_ДВОСТ-1	Техническое перевооружение трансформаторной подстанции Взморье с заменой оборудования ОРУ-35

Таблица 4.6.4.

Перечень основных мероприятий в соответствии с программой обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК)

№ п/п	Объект	Рекомендуемые мероприятия	Наличие в ИП	Срок реализации
1.	ПС 220 кВ «Углезаводская»	Замена ОД-КЗ, замена 7 выключателей 35 кВ	-	2023-2025
2.	ПС 220 кВ «Южно-Сахалинская»	Замена 3 выключателей 220 кВ, замена 4 выключателей 110 кВ	+	2020-2024
3.	ПС 110 кВ «Холмск-Южная»	Замена 3 выключателей 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ	+	2023-2024
4.	ПС 110 кВ «Промузел»	Замена оборудования 110 кВ - 2 ячейки и монтаж 2-х ячеек 110 кВ. Приведение схемы РУ 110 кВ к типовой схеме (№110-9)	+	2019-2022
5.	ПС 110 кВ «Ноглики»	Демонтаж РУ 220, АТ1, 3Т, 4Т, замена КОРУ 35 кВ на КРУН 35 кВ с образованием схемы № 35-9, установка двух трансформаторов 110 кВ мощность 2х25 МВА	+	2023-2024
6.	ПС 220 кВ «Тымовская»	Установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы № 110-9	+	2026-2027
7.	ПС 220 кВ «Холмская»	Установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, замена 2 выключателей 220 кВ, реконструкция РУ 110 кВ с образованием схемы № 110-9, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-9	+	2026-2027
8.		Замена 1 выключателя 220 кВ (СВМ-220)	+	2020-2022
9.	ПС 220 кВ «Чеховская»	Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, замена ОД-КЗ, замена 2 выключателей 220 кВ, замена 3 выключателей 35 кВ	+	2027-2028
10.	ПС 110 кВ «Правдинская»	Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы № 110-5АН	+	2026-2027
11.	ПС 35 кВ «Дачная»	Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, замена 6 выключателей 35 кВ	+	2026-2027
12.	ПС 110 кВ «Южная»	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ с организацией «захода-выхода» ВЛ-110 кВ С-11 на ПС. Замена 1 выключателя 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ	+	2022-2025
13.	ПС 35 кВ «Березняки»	Замена 4 выключателей 35 кВ	+	2024-2025
14.	ПС 35 кВ «Дальняя»	Замена 6 выключателей 35 кВ	+	2022-2023
15.	ПС 35 кВ «Ново-Александровская»	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х10 МВА	+	2022-2023
16.		Замена 5 выключателей 35 кВ	+	2022-2023
17.	ПС 35 кВ «Первомайская»	Замена 2Т на трансформатор мощностью 10 МВА, замена оборудования 35 кВ	+	2024-2025
18.	ПС 35 кВ «Санаторная»	Замена 1 выключателя 35 кВ	-	2021-2023
19.	ПС 35 кВ «Бошняково»	Строительство новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» – ПС «Бошняково» с отпайками на вновь сооружаемые ПС 35 кВ «Тельновская-2» и ПС 35 кВ «Лесогорская-2»	+	2019-2022
20.	ПС 35 кВ «Лесогорская»	Строительство новой ПС 35 кВ «Лесогорская-2» с одним трансформатором мощностью 1,6 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»	+	2019-2022

21.	ПС 35 кВ «Молодежное»	Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН	+	2026-2027
22.	ПС 35 кВ «Тельновская»	Строительство новой ПС 35 кВ «Тельновская-2» с одним трансформатором мощностью 1 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»	+	2019-2022
23.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» - ПС «Макаровская» (Д-1)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2026-2028
24.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» - ПС «Краснопольская» (Д-2)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2023-2024
25.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Макаровская» (Д-3)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2021-2023
26.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Углезаводская» (Д-5)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2022-2026
27.	ВЛ-220 кВ ПС «Углезаводская» - ПС «Южно-Сахалинская» (Д-7)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2022-2023
28.	ВЛ-220 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Холмская» (Д-9)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2020-2022
29.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Корсаковская» с отпайкой на ПС «Южная» (С-11)	Реконструкция ВЛ-110 кВ	+	2026-2028
30.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Южная» (С-12)	Реконструкция ВЛ-110 кВ	+	2024-2025
31.	ВЛ-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Промузел» с отпайкой на ПС «Центр-2» (С-13, С-14)	Реконструкция ВЛ-110 кВ (с разделением 2-х цепной ВЛЭП на ВЛЭП и КЛ)	+	2026-2028
32.	ВЛ-35 кВ ПС «Леонидово» - ПС «Тихменево» (Т-320)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2022-2024
33.	ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Ударновская» (Т-406)	Реконструкция ВЛ-35 кВ	+	2022
34.	ВЛ-35 кВ ПС «Забайкалец» - ПС «Малиновка» (Т-325)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2023-2025
35.	ВЛ-35 кВ ПС «Быков» - ПС «Загорская» (Т-106)	Реконструкция ВЛ-35 кВ	-	2026-2028
36.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Леонидово» (Т-317)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2022-2024

37.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Гихменево» (Т-318)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2023-2025
38.	ВЛ 35 кВ «Дачная» - ПС «Тамбовка» (Т-121)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	+	2023
39.	ВЛ 35 кВ «Агар» - «Соловьевка» (Т-122)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	+	2022
40.	ВЛ 35 кВ «Соловьевка» - «Дачная» (Т-129)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 5,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	+	2022
41.	ВЛ 35 кВ «Тамбовка» - «Чапаево» (Т-132)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Чапаево 35/10 кВ и ПС Тамбовка 35/10 кВ.	+	2022
42.	ВЛ 35 кВ «Чапаево» - «Лесная» (Т-133)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	+	2022
43.	ВЛ 35 кВ «Корсаковская» - «Агар» (Т-139)	Реконструкция ВЛ-35 кВ протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный	+	2022

Таблица 4.6.5.
Перечень перспективных мероприятий, на объектах генерации и электрической сети 35 кВ и выше на территории «Центрального энергорайона» в период до 2026 г.

№ п/п	Мероприятие	Обновление необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Объекты генерации электроэнергии			
1	Строительство «Ногликской ТЭС» установленной мощностью – 48,0 МВт	Строительство ТЭС взамен выбывающих мощностей «Ногликской газовой электрической станции»	УК Компьюлинк Групп
2	Строительство парков ВЭС «НовоВинд» установленной мощностью 100 МВт (1 этап)	С целью замещение углеродной генерации, путём использования потенциала возобновляемых источников энергии, на территории Сахалинской области	АО «НовоВинд»
3	Строительство парка ВЭС «ВГК» Установленной мощностью 67,2 МВт	Для электроснабжения производственных нужд объектов ООО «ВГК»	ООО «ВГК»
4	Реконструкция «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	Замена иностранных ГТУ на Российские аналоги	ПАО «Сахалинэнерго»
Объекты электросетевого хозяйства 35 кВ и выше			
1	Строительство ПС-220/110/10 кВ «Северный городок» 2х40 МВ*А.	В северной части пл/р Ново-Александровск сформировались 2 группы застройки с общей заявленной мощностью 38 МВт, в том числе жилой комплекс «Северный городок» мощностью 28 МВт и жилая застройка «Северная долина» мощностью 10 МВт.	Не определена

№ п/п	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Объекты генерации электроэнергии			
		<p>На данный момент в адрес ПАО «Сахалинэнерго» поступила заявка на технологическое присоединение 1-ой очереди строительства жилой застройки «Северная долина» мощностью 2 МВт.</p> <p>Учитывая перспективные нагрузки данного района необходимо выполнить строительство ПС «Северный городок» 220/110/10 кВ 2х40 МВ*А и участка ВЛ-220 кВ до ПС «Северный городок» от существующей ВЛ-220 кВ (Д-7) ПС «Углезаводская» – ПС «Южно-Сахалинская», протяженностью около 5 км.</p> <p>В планах развития АО «Совхоз Тепличный» увеличение потребления мощности на 17 МВт до 2026 года.</p> <p>Ближайший центр питания ПС «Луговая» является закрытым центром питания. Соответственно, дальнейшее развитие района с электроснабжением от ПС «Луговая» невозможно.</p> <p>В то же время следует отметить, что в данном районе заключены договоры на технологическое присоединение следующих объектов:</p> <p>- «Сахалинский нефтегазовый индустриальный парк», мощностью 9,9 МВт.</p> <p>Заявителем является АО «Корпорация развития Сахалинской области», центр питания - ПС «Южно-Сахалинская»;</p> <p>- «Сахалинский агропромышленный парк», мощностью 7 МВт.</p> <p>Заявителем является ООО «Сахалинский агропромышленный парк», центр питания - ПС «Науки» (ПС «Луговая»).</p> <p>Принимая во внимание большую мощность объектов заявителя АО «Совхоз Тепличный» и статус ПС «Луговая», как закрытого центра питания, для технологического присоединения требуется выполнить строительство ПС 110/35/10 кВ «Аграрная» 2х40 МВ*А с подключением от ВЛ-110 кВ (С-19).</p> <p>В восточной части г. Южно-Сахалинска сформирована территория под жилую застройку «Уюн», с общей заявленной мощностью 20 МВт. Застройщик ООО «ПИК».</p> <p>На данный момент в адрес ПАО «Сахалинэнерго» поступила заявка на технологическое присоединение 1-ой очереди строительства жилой застройки «Уюн» мощностью 3 МВт.</p> <p>Учитывая перспективные нагрузки данного района необходимо выполнить строительство ПС «Уюн» - 110/35/10 кВ 2х20 МВ*А и участка ВЛ-100 кВ до ПС «Уюн» от существующей ВЛ-110 кВ (С-11; С-12) ПС «Южно-сахалинская» – ПС «Южно-Южная», протяженностью около 2 км.</p>	
2	Строительство ПС-110/35/10 кВ «Аграрная» 2х40 МВ*А		Не определена
3	Строительство ПС-110/35/6 кВ «Уюн» 2х20 МВ*А		Не определена
4	Строительство ПС-110/35/10 кВ «Верхняя» 2х40 МВ*А	В юго-восточной части г. Южно-Сахалинска планируется активное строительство объектов жилого и социального назначения.	Не определена

№ п/п	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		<p align="center">Объекты генерации электроэнергии</p> <p>По состоянию на апрель 2022 года запрашиваемая мощность по уже заключенным договорам на технологическое присоединение в данном районе с существующими центрами питания составляет 63,2 МВт. Резерв мощности по центрам питания в данном узле находится на минимальном уровне (10 МВ*А). Кроме того, планируется перспективная нагрузка по следующим объектам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - жилая застройка, заявитель ООО «Сахалиндром» - 6,6 МВт; - площадка, расположенная южнее комплекса «Аква Сити» – 9,2 МВт; - перспективная застройка на ул. Больничная – 12 МВт; - объекты ООО «ГЭХ ИНЖИНИРИНГ» (Ледовая арена, Универсальный спортивный комплекс, Школа, Детский сад, Жилая застройка) – 14,5 МВт; - КТПН-2487, заявитель ООО «СахГЭК» - 2,7 МВт; - офисный комплекс ПАО «Газпром» - 1,9 МВт; - хирургический комплекс – 3,2 МВт; - детская областная больница – 2 МВт; - легкоатлетический манеж – 1,6 МВт; - ДНТ «Жемчужное» - 1,5 МВт; - иные объекты – 8,03 МВт. <p>Учитывая большую суммарную мощность и географическое расположение объектов, для технологического присоединения объектов и обеспечения баланса потребности в электрической мощности необходимо строительство ПС-110/35/10 кВ «Верхняя» 2х40 МВ*А (район «Зима») с подключением от ВЛ-110 кВ (С-2).</p>	
5	Строительство ПС-35/6 кВ «Парковая» 2х10 МВ*А.	<p>В городе Южно-Сахалинске в районе перекрестка улицы Комсомольской и Коммунистического проспекта выделены два участка под перспективное строительство следующих объектов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Центр водных видов спорта, мощностью 2 МВт. Заявителем является ООО «ГЭХ ИНЖИНИРИНГ». 2. Сахалинский научно-образовательный центр, мощностью 6,5 МВт. Заявителем является ООО «Научно-образовательный центр». <p>Существующие электрические сети в указанном районе не позволят обеспечить выдачу мощности в размере 8,5 МВт. Учитывая большую суммарную мощность объектов и близкое территориальное расположение, для осуществления технологического присоединения необходимо выполнить строительство единого центра питания ПС-35/6 кВ «Парковая» 2х10 МВ*А, с подключением от КЛ-35 кВ ПС «Центр» – ПС «Петрова».</p>	Не определена
6	Строительство ПС-35/6 кВ «Тихая» и ВЛ-35	Для надёжного электроснабжения с. Тихое.	«Грансэнерго» - филиал

№ п/п	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	кВ Т-231 – ПС «Тихая»	Объекты генерации электроэнергии	ОАО «РЖД»

4.7. Уточнение «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и мероприятия по их ликвидации

В рамках уточнения «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и разработке мероприятия по их ликвидации были проведены расчёты электрических режимов и анализ загрузки центров питания.

В ходе анализа особенностей функционирования «Северного энергорайона» и «Центрального энергорайона» на основании расчётов электрических режимов и анализа загрузки центров питания было выявлено, что мероприятий, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов энергетики недостаточно для обеспечения надёжного функционирования энергосистемы и присоединения новых потребителей электрической энергии. Перечень дополнительных предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на период 2022 – 2026 г.г., с кратким техническим обоснованием приведён в таблице 4.7.1.

Перечень мероприятий, необходимых к реализации в электрической сети 35 кВ и выше на территории Сахалинской области в период до 2026 г.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
«Северный энергорайон»					
1	ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ»	2025 - 2026	Реконструкция ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ», направленная на приведение схемы ОРУ-35 кВ, обеспечивающей надёжное электроснабжение потребителей при нарушении нормальной работы на одной из секций станции. В качестве мероприятия по устранению данного «узкого места» предлагается реконструкция ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ» с подключением каждой ячейки к первой и второй секции шин через шинные разъединители.	Существующая схема ОРУ-35 кВ не обеспечивает надлежащую надёжность электроснабжения потребителей, присущей схеме две секции шин с обходной.	АО «Охинская ТЭЦ»
2	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС-35/6 кВ «Новгородская»	2023 - 2026	Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Оха» (протяженностью 4,5 км, проводом АС-70)	Повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС-35/6 кВ «Новгородская» Несоответствие ВЛ-35 кВ Новгородская современным расчетно-климатические требованиям к гололедно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ	ООО «Охинские электрические сети»
			Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская» (протяженностью 6 км)		
			Демонтаж отпайки от ВЛ-35 кВ ПС «Сахарная Сопка» - ПС «Оха»		
3	Строительство сетей 6-35 кВ в районе ПС-35/6 кВ «Москальво»	2025 - 2026	Строительство второй цепи ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «28 км» с отпайкой на ПС-35/6 кВ «Лагури» длиной порядка 21,4 км проводом марки АС-70	Повышение надёжности электроснабжения потребителей с. Москальво, с. Некрасовка и с. Лагури	ООО «Охинские электрические сети»
			Перевод участка существующей ВЛ-35 кВ ПС «28 км» – ПС «Москальво» на напряжение 6 кВ, перевод ПС 35 кВ Москальво на напряжение 6 кВ с демонтаже РУ-35 кВ и трансформаторов		
1	ПС «Быков» 35/6 кВ	2026	Строительство второй цепи ВЛ-6 кВ ПС «28 км» – ПС «Москальво» длиной порядка 8,4 км проводом марки АС-70	Повышение надёжности электроснабжения потребителей с. Москальво, с. Некрасовка и с. Лагури Несоответствие ВЛ-35 кВ Москальво современным расчетно-климатические требованиям к гололедно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ.	ООО «Охинские электрические сети»
«Центральный энергорайон»					
1	ПС «Быков» 35/6 кВ	2026	Реконструкция ПС с заменой трансформатора Т2-1,8-35 мощностью 1,8 МВА на новый мощностью 2,5 МВА	Превышение длительно допустимого значения	ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				перегрузки трансформаторного оборудования	
2	ПС «Городская» 35/10 кВ	2026	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования	ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС «Петропавловская» 110/35/10 кВ	2026	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х2,5 МВА на новые мощностью 2х6,3 МВА.	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования	ПАО «Сахалинэнерго»
4	ПС «Соловьевка» 35/10 кВ	2026	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х1,6 МВА на новые мощностью 2х2,5 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования	ПАО «Сахалинэнерго»
5	ПС «Южно-Сахалинская» 220/110/6 кВ	2026	1) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С-13) на новый с номинальным током не менее 775 А; 2) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская – Южная (С-12) на новый с номинальным током не менее 630 А; 3) Установка устройства АОПО ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц. (С-13) с действием на отключение нагрузки в районе ПС «Промузел» - 110/6 кВ объёмом 32,6 МВт; 4) Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Южная (С-12) с действием на отключение нагрузки в районе ПС 110 кВ Корсаковская, ПС 110 кВ Юго-Западная, ПС 110 кВ Южная и ПС 110 кВ Хомутово-2 объёмом 41 МВт;	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях	ПАО «Сахалинэнерго»
6	ПС «Южная» 110/35/6 кВ	2026	1) Замена ошинок ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская – Южная (С-12) на новую с допустимым током не менее 630 А при температуре наружного воздуха -0°С;	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях	ПАО «Сахалинэнерго»
7	ПС «Промузел» 110/6 кВ	2026	При проведении модернизации по проекту I_511-I-Ф-005: 1) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С-13) при температуре наружного воздуха 0°С должны быть не ниже	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях	ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
			<p>775 А;</p> <p>2) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц (С-14) при температуре наружного воздуха 0°С должны быть не ниже 7750 А;</p> <p>3) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Центр – Юго-Западная (С-3) при температуре наружного воздуха 0°С должны быть не ниже 775 А;</p>		
8	ПС «Юго-Западная» 110/35/6 кВ	2026	<p>1) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Промузел – Юго-Западная (С-3) на ПС 110 кВ Юго-Западная на новый с допустимым током не менее 775 А;</p> <p>2) Замена трансформатора Т1 110/35/10 кВ ПС 110 кВ Юго-Западная на новый номинальной мощностью 40 МВА.</p>	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях	ПАО «Сахалинэнерго»

4.8 Развитие межпоселковых связей

Объединение «Северного энергорайона» с «Центральным энергорайоном»

Для объединения «Северного энергорайона» с «Центральным энергорайоном» предлагается сооружение воздушной линии «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская».

При планировании развития электрической сети протяжённость намечаемых к сооружению воздушных линий электропередачи необходимо принимать на 20 % больше прямой, соединяющей подстанции примыкания указанных воздушных линий электропередачи. Уточнение протяженности линий электропередач осуществляется при конкретном проектировании.

Длина прямой, соединяющей «Охинскую ТЭЦ» и ПС «Ногликская» составляет 200 км. Таким образом с учётом вышесказанного длина ВЛ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» при дальнейших расчётах принимается равной 240 км. Далее рассмотрены три варианта развития сети.

В целях проверки возможности питания «Северного района» по ВЛ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» в разделе рассматриваются электрические режимы при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ».

Вариант 1 – Сооружение ВЛ 35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» в габаритах 110 кВ

В настоящее время на ПС «Ногликская» установлен АТ-220/110/35 кВ мощностью 63,0 МВ*А, мощность обмотки НН которого составляет 50 % от номинальной – 31,5 МВ*А.

Максимальная перспективная мощность потребителей «Северного энергорайона» составляет 32 МВ*А, а перспективная мощность потребителей «Центрального энергорайона», получающих питание от шин 35 кВ ПС «Ногликская», составит около 21 МВт. Таким образом, суммарная мощность потребителей, получающих питание от обмотки НН АТ-1 ПС «Ногликская», составит 53 МВ*А. В связи с тем, что отмеченная нагрузка существенно превышает номинальную мощность обмотки НН АТ-1 ПС «Ногликская», автотрансформатор не будет обладать достаточной пропускной способностью для электроснабжения потребителей «Северного энергорайона» по сети 35 кВ.

Из вышеприведённого анализа можно сделать вывод об отсутствии целесообразности дальнейшего рассмотрения предложенного варианта.

Вариант 2 – Сооружение ВЛ-110 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская»

Данный вариант предполагает строительство ВЛ-110 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» протяжённостью 240 км, а также расширение «Охинской ТЭЦ» с сооружением ОРУ-110 кВ и установкой одного трансформатора ТДН-40000/110.

Расчёты электрических режимов показывают отсутствие возможности объединения «Северного энергорайона» и «Центрального энергорайона». В предложенном варианте при передаче мощности в «Северный энергорайон» наблюдаются значительные потери напряжения, вызванные большой протяженностью ВЛ-110 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская». Надёжное электроснабжение потребителей «Северного энергорайона» по ВЛ-110 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» невозможна.

Вариант 3 – Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская»

Данный вариант предполагает:

1. Строительство ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» протяженностью 240 км;
2. Расширение «Охинской ТЭЦ» с сооружением ОРУ-220 кВ и установкой одного трансформатора ТРД-32000/220;
3. Реконструкция ОРУ-220 кВ ПС «Ногликская».

Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях зимнего максимума 2026 года приведён на рисунке 4.8.1.1. Параметры режима в приведённой схеме находятся в допустимых пределах.

Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года приведён на рисунке 4.8.1.2. Напряжение на шинах ПС «Ногликская» составляет 264,7 кВ, а на шинах «Охинской ТЭЦ» – 268,7 кВ. Данные значения превышают наибольшее рабочее напряжение 252 кВ согласно ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений». В целях снижения уровней напряжения в сети рекомендуется установка шунтирующего реактора мощностью 16,7 Мвар на ВЛ со стороны ПС «Ногликская» и провести регулировку уровней напряжения в сети 220 кВ устройством РПН АТ-1 ПС «Ногликская» (рисунок 4.8.1.3). Параметры режима в приведённой схеме находятся в допустимых пределах.

Проведена проверка уровней напряжения на шинах подстанций рассматриваемого энергорайона при одностороннем включении ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» в условиях летнего минимума нагрузок 2026 года.

Согласно ГОСТ Р 57382-2017 кратковременно допустимое напряжение (в течение 20 мин.) при одностороннем включении линии составляет $1,1 \cdot U_{нб.раб} = 277,2$ кВ.

При отключении ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» и предложенных мероприятиях для нормальной схемы напряжение на шинах ПС «Ногликская» составит 265,3 кВ, а на открытом конце ВЛ – 274,3 кВ (рисунок 4.8.1.4).

При отключении ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны ПС «Ногликская» в условиях летнего минимума 2026 года при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» и включенном ШР на открытом конце ВЛ напряжение на шинах 220 кВ «Охинской ТЭЦ» составит 280,9 кВ, а на открытом конце ВЛ – 281,1 кВ (рисунок 4.8.1.5). Для недопущения превышения уровней напряжения выше допустимых значений необходима установка шунтирующего реактора со стороны «Охинской ТЭЦ». В данном случае на «Охинской ТЭЦ» напряжение снизится до кратковременно допустимых значений и составит на шинах ПС «Ногликская» - 262,5 кВ, а на открытом конце ВЛ – 262,7 кВ (рисунок 4.8.1.6).

Из приведённого анализа видно, что Вариант 3 развития электрической сети позволяет провести объединение «Северного энергорайона» и «Центрального энергорайона» и требует реализации следующих мероприятий:

1. Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» протяженностью 240 км;
2. Установка двух линейных шунтирующих реакторов на ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» мощностью 16,7 Мвар каждый;
3. Расширение «Охинской ТЭЦ» с сооружением ОРУ-220 кВ и установкой одного трансформатора ТРД-32000/220, двух выключателей 220 кВ и одного выключателя 35 кВ;
4. Реконструкция ПС «Ногликская» с реконструкцией ОРУ-220 кВ и установкой трёх выключателей 220 кВ.

Капитальные затраты на реализацию Варианта 3 развития электрической сети приведены в Таблице 4.8.2. Затраты на объединение «Северного энергорайона» и «Центрального энергорайона» составят 6 666,638 млн. руб., таким образом, данное мероприятие экономически не целесообразно.

Таблица 4.8.1.

Капитальные затраты на развития электрической сети по Варианту 3

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, млн. руб.
Вариант 3		
Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» (провод)	240 км	316,0648687
Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» (опоры)	240 км	973,2679085
Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» (СМР)	240 км	3166,1114
Сооружение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» (ПИР)	1	154,6773259
Установка ШР-220 кВ ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская»	2	252,7171396
Установка ШР-220 кВ ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» (ПИР)	2	17,95298552
Подготовка и устройство территории под ШР-220 кВ ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская»	2	2,035868558
Установка 2 выключателей 220 кВ на «Охинской ТЭЦ»	2	195,5822659
Установка 2 выключателей 220 кВ на «Охинской ТЭЦ» (ПИР)	2	5,553456854
Подготовка и устройство территории под выключатели 220 кВ на «Охинской ТЭЦ»	2	13,57051813

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, млн. руб.
Установка трансформатора мощностью 32,0 МВ*А на «Охинской ТЭЦ»	1	109,090383
Установка трансформатора мощностью 32,0 МВ*А на «Охинской ТЭЦ» (ПИР)	1	3,470910534
Подготовка и устройство территории под трансформатор «Охинской ТЭЦ»	1	0,968491757
Установка 1 выключателя 35 кВ на «Охинской ТЭЦ»	1	13,95736906
Установка 1 выключателя 35 кВ на «Охинской ТЭЦ» (ПИР)	1	1,666037056
Подготовка и устройство территории под выключатель 35 кВ на «Охинской ТЭЦ»	1	6,785259065
Установка 3 выключателей 220 кВ на ПС «Ногликская»	3	293,3733988
Установка 3 выключателей 220 кВ на ПС «Ногликская» (ПИР)	3	8,330185281
Подготовка и устройство территории под выключатели 220 кВ на ПС «Ногликская»	3	20,3557772
ИТОГО, без НДС		5555,53155
ИТОГО, с НДС		6666,63786

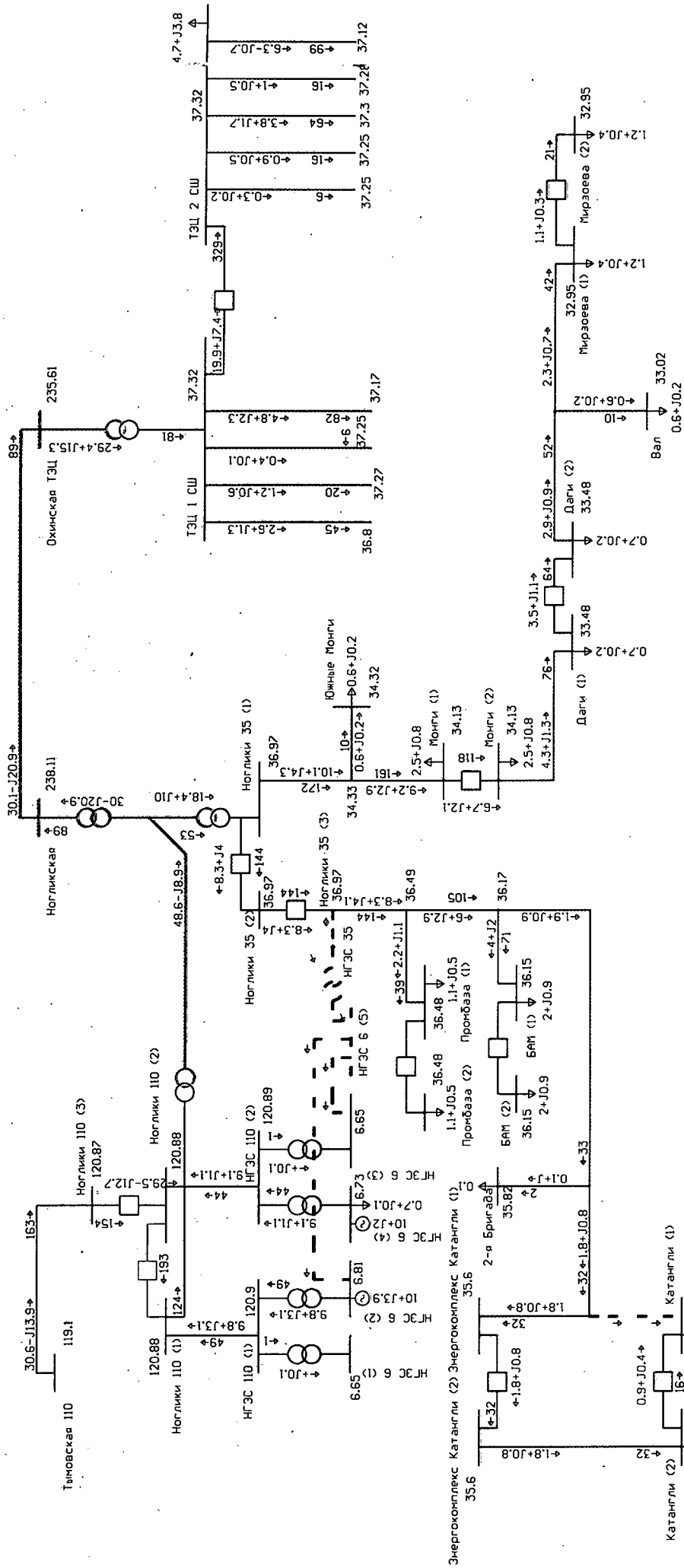


Рисунок 4.8.1.1. Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях зимнего максимума 2026 года

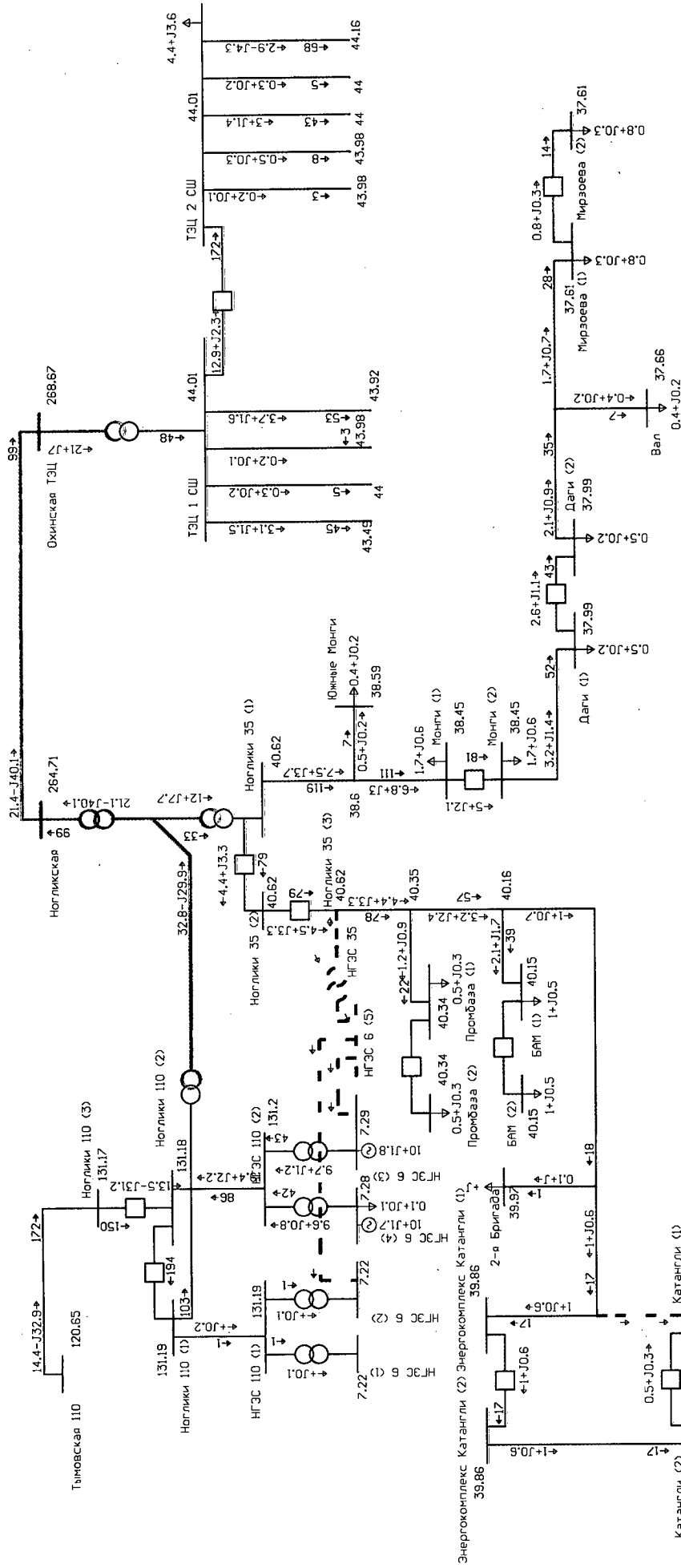


Рисунок 4.8.1.2. Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой загрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года

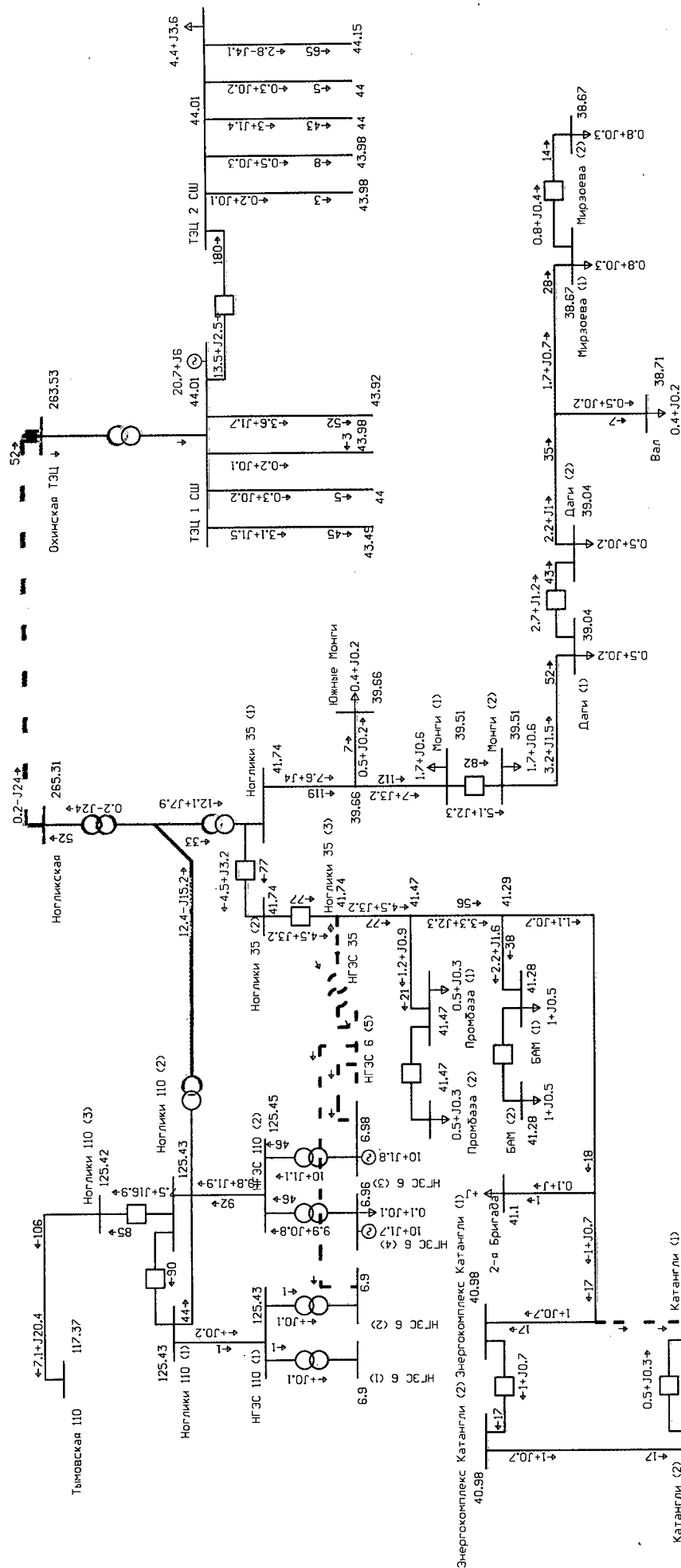


Рисунок 4.8.1.4. Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года. Отключение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны «Охинской ТЭЦ». Включен ШР ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны ПС «Ногликская».

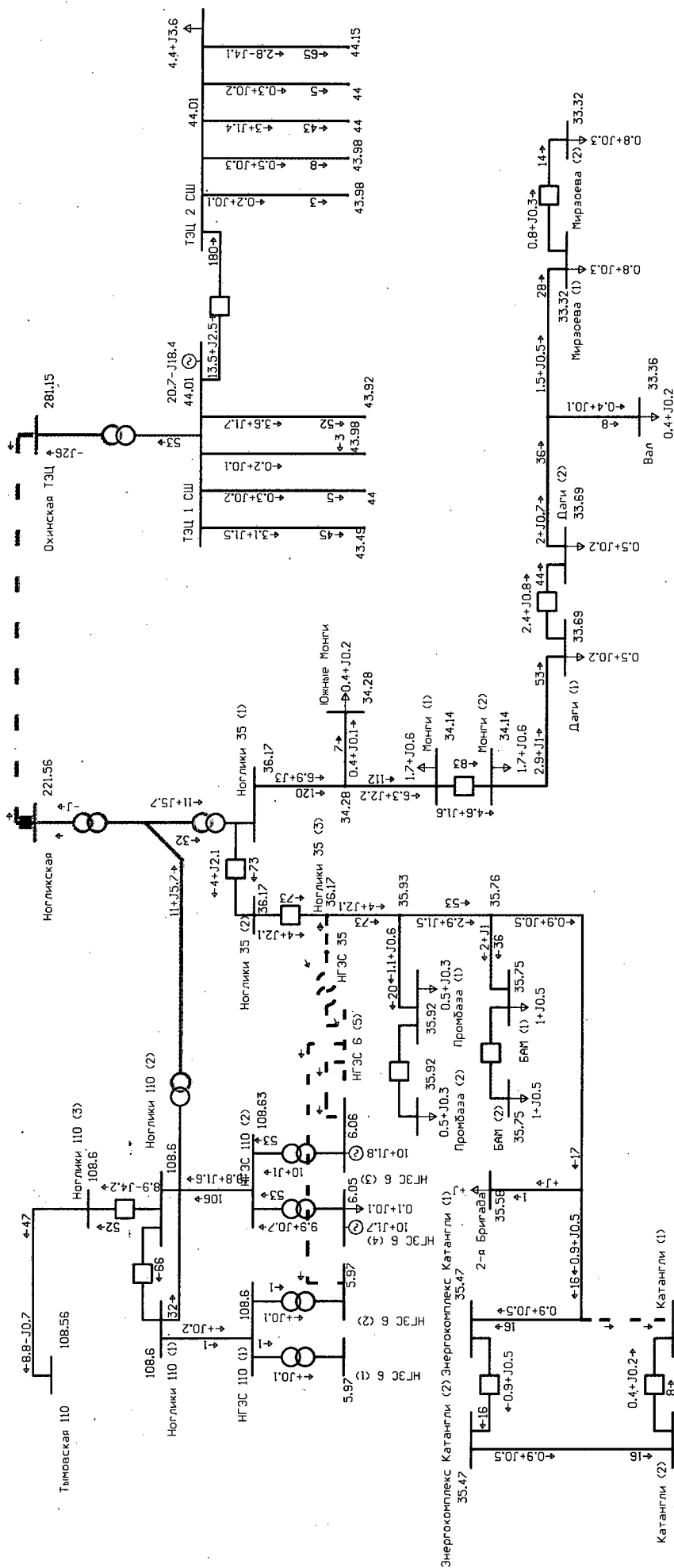


Рисунок 4.8.1.5. Фрагмент схемы поточкораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года. Отключение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны ПС «Ногликская». Включен ШР ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны ПС «Ногликская».

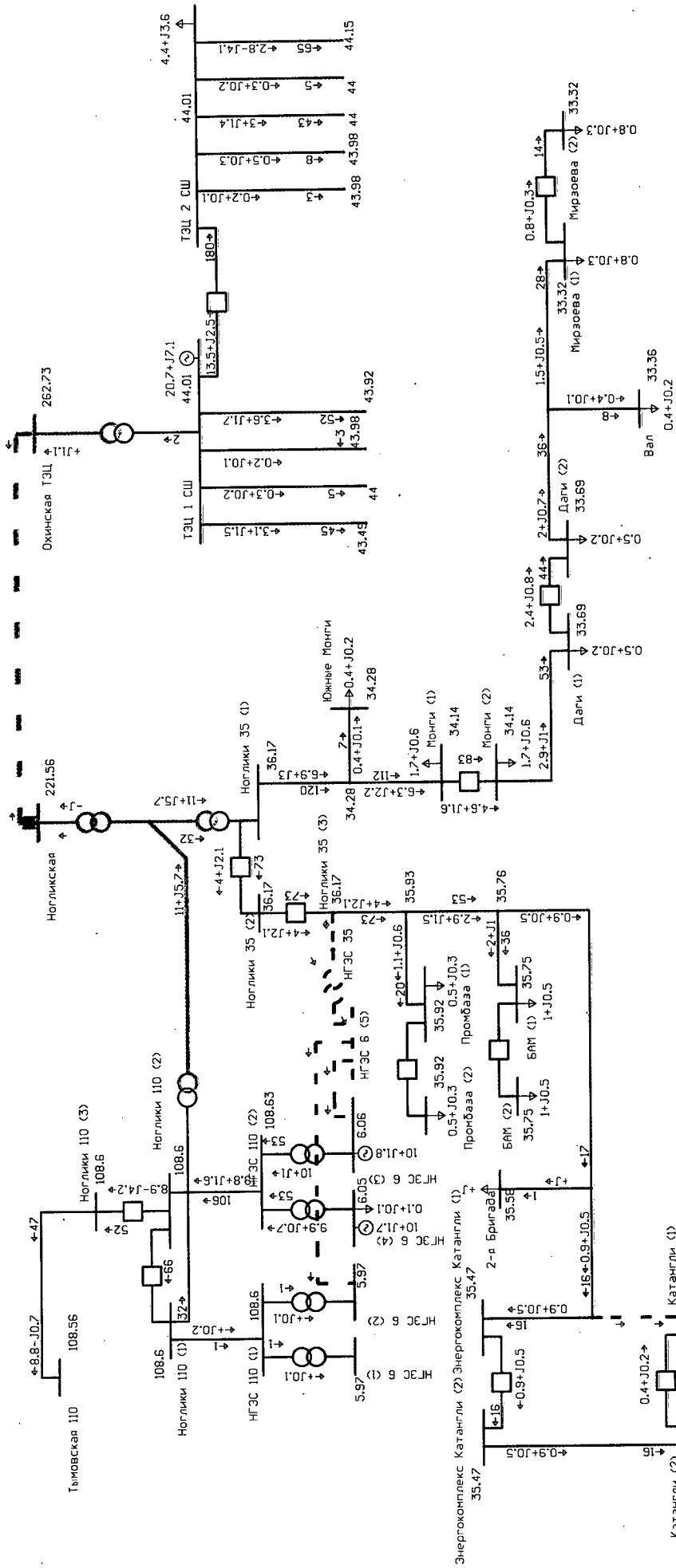


Рисунок 4.8.1.6. Фрагмент схемы потокораспределения в нормальном режиме при нулевой нагрузке генераторов «Охинской ТЭЦ» в условиях летнего минимума 2026 года. Отключение ВЛ-220 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Ногликская» со стороны ПС «Ногликская» и «Охинской ТЭЦ».

Объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Киринского ГКМ»

В 2016 году и в 2018 году ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в рамках технологического присоединения объекта: БКПС-110/10 кВ максимальной мощностью 25 МВт к сетям ПАО «Сахалинэнерго», предполагалось осуществить строительство ВЛ-110 кВ от ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» - ПС «Ногликская» (С-55) до ПС «Шельфовая» - 110/10 кВ.

До настоящего времени технологическое присоединение осуществлено не было.

Объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Ныш»

Для объединения «Центрального энергорайона» и энергорайона «Ныш» предлагается сооружение воздушной линии Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги».

При планировании развития электрической сети протяженность намечаемых к сооружению воздушных линий электропередачи необходимо принимать на 20 % больше прямой, соединяющей подстанции примыкания указанных воздушных линий электропередачи. Уточнение протяженности линий электропередач осуществляется при конкретном проектировании.

Длина прямой, соединяющей ПС «Арги-Паги» - 35/10 кВ и Мини ТЭЦ «Ныш» составляет 21 км. Таким образом, с учётом вышесказанного длина ЛЭП Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги» при дальнейших расчётах принимается равной 25,2 км. Максимальная перспективная мощность потребителей энергорайона «Ныш» составляет 0,319 МВ*А. Также, для объединения энергорайонов необходимо выполнить расширение Мини ТЭЦ «Ныш» с сооружением ОРУ-35 кВ и установкой одного трансформатора ТДН-400/35.

Таблица 4.8.2.

Капитальные затраты на объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Ныш»

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, тыс. руб.
Сооружение ВЛ-35 кВ Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги» (провод)	25,2	12 644,4
Сооружение ВЛ-35 кВ Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги» (опоры)	25,2	49 502,1
Сооружение ВЛ-35 кВ Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги» (СМР)	25,2	80 019,1
Сооружение ВЛ-35 кВ Мини ТЭЦ «Ныш» – ПС «Арги-Паги» (ПИР)	1	20 349,2
Установка 2 выключателей 35 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш»	2	27 914,7
Установка 2 выключателей 35 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш» (ПИР)	2	3 332,1
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш2	2	971,4
Установка трансформатора мощностью 0,4 МВ*А на Мини ТЭЦ «Ныш»	1	4 115,3
Установка трансформатора мощностью 0,4 МВ*А на Мини ТЭЦ «Ныш» (ПИР)	1	1 627,7
Подготовка и устройство территории под трансформатор Мини ТЭЦ «Ныш»	1	194,9
Установка 1 выключателя 10 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш»	1	3 838,3
Установка 1 выключателя 10 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш» (ПИР)	1	1 666,0

Подготовка и устройство территории под выключатель 10 кВ на Мини ТЭЦ «Ныш»	1	485,7
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Арги-Паги»	1	13 957,4
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Арги-Паги» (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на ПС «Арги-Паги»	1	485,7
ИТОГО, без НДС		222 770,0
ИТОГО, с НДС		267 324,0

Объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое»

Для объединения «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое» предлагается сооружение воздушной линии ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» - 35/10 кВ.

При планировании развития электрической сети протяженность намечаемых к сооружению воздушных линий электропередачи необходимо принимать на 20 % больше прямой, соединяющей подстанции примыкания указанных воздушных линий электропередачи. Уточнение протяженности линий электропередач осуществляется при конкретном проектировании.

Длина прямой, соединяющей ПС «Озёрская» и ДЭС с. Пихтовое составляет 14 км. Таким образом, с учётом вышесказанного длина ЛЭП ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» при дальнейших расчётах принимается равной 16,8 км. Максимальная перспективная мощность потребителей энергорайона «Пихтовое» составляет 0,089 МВ*А.

Вариант 1 – Сооружение ВЛ-35 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская»

Для реализации данного варианта, для объединения энергорайонов необходимо выполнить расширение ДЭС с. Пихтовое с сооружением ОРУ-35 кВ и установкой одного трансформатора ТДН-100/35. Капитальные затраты по варианту представлены в Таблице 4.8.3.

Таблица 4.8.3.

Капитальные затраты на объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое» по Варианту 1

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, тыс. руб.
Сооружение ВЛ-35 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (провод)	16,8	8 429,6
Сооружение ВЛ-35 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (опоры)	16,8	33 001,4
Сооружение ВЛ-35 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (СМР)	16,8	53 346,1
Сооружение ВЛ-35 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (ПИР)	1	20 349,2
Установка 2 выключателей 35 кВ на ДЭС с. Пихтовое	2	27 914,7
Установка 2 выключателей 35 кВ на ДЭС с. Пихтовое (ПИР)	2	3 332,1
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на ДЭС с. Пихтовое	2	971,4
Установка трансформатора мощностью 0,1 МВ*А на ДЭС с. Пихтовое	1	1 382,0
Установка трансформатора мощностью 0,1 МВ*А на ДЭС с. Пихтовое (ПИР)	1	1 627,7
Подготовка и устройство территории под трансформатор на ДЭС с. Пихтовое	1	194,9
Установка 1 выключателя 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое	1	3 838,3
Установка 1 выключателя 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатель 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое	1	485,7

Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская»	1	13 957,4
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская» (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на ПС «Озёрская»	1	485,7
ИТОГО, без НДС		222 770,0
ИТОГО, с НДС		267 324,0

Вариант 2 – Сооружение ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская»

В качестве альтернативного варианта, предлагается объединение энергорайонов путём сооружения ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская». Капитальные затраты по варианту представлены в Таблице 4.8.4.

Таблица 4.8.4.

Капитальные затраты на объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое» по Варианту 2

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, тыс. руб.
Сооружение ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (провод)	16,8	8 429,6
Сооружение ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (опоры)	16,8	17 279,4
Сооружение ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (СМР)	16,8	18 960,4
Сооружение ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» (ПИР)	1	15 343,2
Установка 1 выключателя 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое	1	3 838,3
Установка 1 выключателя 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатели 10 кВ на ДЭС с. Пихтовое	1	485,7
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская»	1	3 838,3
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская» (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатели 10 кВ на ПС «Озёрская»	1	485,7
ИТОГО, без НДС		71 992,5
ИТОГО, с НДС		86 391,0

Таким образом, капитальные затраты на строительство ВЛ-10 кВ ДЭС с. Пихтовое – ПС «Озёрская» значительно ниже. Также стоит отметить, что на данный момент в разработке находится проект по объединению «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое» по сети 6 (10) кВ.

Объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Новиково»

Для объединения «Центрального энергорайона» и энергорайона «Новиково» предлагается сооружение ВЛ-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская».

При планировании развития электрической сети протяженность намечаемых к сооружению воздушных линий электропередачи необходимо принимать на 20 % больше прямой, соединяющей подстанции примыкания указанных воздушных линий электропередачи. Уточнение протяженности линий электропередач осуществляется при конкретном проектировании.

Длина прямой, соединяющей ПС «Озёрская» и «Новиковскую ВДЭС» составляет 34 км. Таким образом, с учётом вышесказанного длина ЛЭП-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская» при дальнейших расчётах принимается равной 40,8 км. Максимальная перспективная мощность

потребителей энергорайона «Новиково» составляет 0,424 МВ*А. Также, для объединения энергорайонов необходимо выполнить расширение «Новиковской ВДЭС» с сооружением ОРУ-35 кВ и установкой одного трансформатора ТДН-500/35.

Таблица 4.8.5.

Капитальные затраты на объединение «Центрального энергорайона» и энергорайона «Пихтовое»

Мероприятие	Кол-во единиц	Стоимость в текущих ценах, тыс. руб.
Сооружение ВЛ-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская» (провод)	40,8	20 471,8
Сооружение ВЛ-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская» (опоры)	40,8	80 146,3
Сооружение ВЛ-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская» (СМР)	40,8	129 554,8
Сооружение ВЛ-35 кВ «Новиковская ВДЭС» – ПС «Озёрская» (ПИР)	1	20 349,2
Установка 2 выключателей 35 кВ на «Новиковской ВДЭС»	2	27 914,7
Установка 2 выключателей 35 кВ на «Новиковской ВДЭС»	2	3 332,1
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на «Новиковской ВДЭС»	2	971,4
Установка трансформатора мощностью 0,4 МВ*А на «Новиковской ВДЭС»	1	4 115,3
Установка трансформатора мощностью 0,4 МВ*А на «Новиковской ВДЭС» (ПИР)	1	1 627,7
Подготовка и устройство территории под трансформатор на «Новиковской ВДЭС»	1	194,9
Установка 1 выключателя 10 кВ на «Новиковской ВДЭС»	1	3 838,3
Установка 1 выключателя 10 кВ на «Новиковской ВДЭС» (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатель 10 кВ на «Новиковской ВДЭС»	1	485,7
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская»	1	13 957,4
Установка 1 выключателя 35 кВ на ПС «Озёрская» (ПИР)	1	1 666,0
Подготовка и устройство территории под выключатели 35 кВ на ПС «Озёрская»	1	485,7
ИТОГО, без НДС		222 770,0
ИТОГО, с НДС		267 324,0

4.9. Прогноз динамики экономически обоснованного тарифа

В соответствии с информацией, предоставленной региональной энергетической комиссии Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 4.9.1 представлен прогноз динамики экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2022 – 2026 г.г.

Таблица 4.9.1.

Прогноз динамики экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию на период 2022 – 2026 г.г.

№ п/ п	Наименование организации	Ед. измерения	Год					
			Утв. ²⁴	Прогнозное значение ²⁵				
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
«Северный» энергорайон								
1	АО «Охинская ТЭЦ»	руб./ кВт*ч	10,15	10,58	11,01	11,45	11,90	12,38
«Центральный» энергорайон»								
2	АО «НГЭС»	руб./ кВт*ч	6,06	6,32	6,57	6,84	7,11	7,39
3	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	7,05	7,35	7,64	7,95	8,27	8,60
Энергорайон «Кириного ГKM»								
4	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	руб./ кВт*ч	3,42	3,57	3,71	3,86	4,01	4,17
Энергорайон «Ныш»								
5	МУП «Водоканал»	руб./ кВт*ч	12,61	13,15	13,68	14,23	14,80	15,39
Энергорайон «Внахту», энергорайон «Хоз»								
6	МУП «Транспорт»	руб./ кВт*ч	40,04	41,76	43,43	45,16	46,97	48,85
«Первомайский энергорайон»								
7	ООО «Энергетик»	руб./ кВт*ч	35,92	37,47	38,97	40,53	42,15	43,83
Энергорайоны «Сфера», «Сфера-2»								
8	ООО «СахГЭК»	руб./ кВт*ч	4,08	4,26	4,43	4,61	4,79	4,98
Энергорайон «Пихтовое»								
9	ООО «Пихтовое»	руб./ кВт*ч	47,37	49,41	51,39	53,44	55,58	57,80
Энергорайон «Новиково»								
10	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	7,05	7,35	7,64	7,95	8,27	8,60
Децентрализованные энергорайоны Курильских островов								
11	МП «Тепло-электросистемы Северо- Курильского городского округа»	руб./ кВт*ч	17,84	18,61	19,35	20,13	20,93	21,77
12	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о.Итуруп)	руб./ кВт*ч	23,35	24,35	25,32	26,34	27,39	28,49
13	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	0	0	0	0	0	0
14	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	14,02	14,62	15,21	15,82	16,45	17,11
15	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	25,31	26,40	27,46	28,55	29,70	30,88
16	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Кунашир)	руб./ кВт*ч	31,04	32,38	33,67	35,02	36,42	37,88
17	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Шикотан)	руб./ кВт*ч	17,46	18,15	18,83	19,53	20,27	21,08
18	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	18,00	18,77	19,52	20,30	21,12	21,96

4.10. Прогноз развития энергетики Сахалинской области на базе распределенной генерации, включающей в себя генерацию на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

В 2016 г. и в 2018 г. по заказу агентства по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области была выполнена разработка следующих научно-исследовательских работ:

²⁴ утвержденный экономически обоснованный тариф

²⁵ учтены показатели инфляции согласно Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2022 год, одобренному Правительством Российской Федерации 21.09.2020.

- «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Парамушир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Парамушир»;
- «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Итуруп до 2030»;
- «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Кунашир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Кунашир»;
- «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Шикотан до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Шикотан».

В соответствии с анализом, проведенным в рамках данных работ, были сделаны выводы о наличии ветрового потенциалана Курильских островах, следовательно, целесообразности строительства ВЭС. Но при этом в работе был сделан вывод о том, что в связи с неблагоприятными природными условиями на островах отсутствуют условия для использования солнечной энергии. Также использование геотермального потенциала о. Парамушир признано нецелесообразным. Возможность строительства станций, функционирующих на основе ВИЭ, вблизи энергорайонов «Горячий Ключ», «Горное», «Буревестник» и «РПЦ Куйбышевский» не была выявлена.

В рамках «Программы развития газоснабжения и газификации Сахалинской области на период 2021 – 2025 годы», утвержденной Губернатором Сахалинской области В.И. Лимаренко и Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером 6 октября 2020 г. осуществляется развитие газоснабжения МО городского округа «Город Южно-Сахалинск», строительство четырех межпоселковых газопроводов в МО городской округ «Долинский» и МО «Корсаковский городской округ». Продолжается проектирование газопроводов-отводов, ГРС «Леонидово» и ГРС «Макаров» в МО Поронайском городском округе и МО «Макаровском городском округе».

В рамках газификации Сахалинской области планируется модернизировать существующие ДЭС в с. Первомайск, с. Хоэ, с. Виахту. Данные планы выходят за рамки прогнозирования.

5. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

5.1. Существующее положение в сфере теплоэнергетики Сахалинской области

5.1.1. Состав (структура) существующих тепловых электрических станций и тепловых сетей

Основным производителем тепловой энергии в Сахалинской области является ПАО «Сахалинэнерго», которое также является крупнейшим производителем электрической энергии.

В состав ПАО «Сахалинэнерго» входит объект генерации тепловой энергии «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», установленной тепловой мощностью – 783,5 Гкал/ч. Основным и резервным топливом для электростанции является природный газ, бурый уголь, мазут. «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» является основным поставщиком тепловой энергии для г. Южно-Сахалинска.

К источникам тепловой и электрической энергии относятся блок-станции (ТЭЦ), бывших ЦБЗ, вырабатывающие электроэнергию только в отопительный период турбинами противодавления:

- «Томаринская ТЭЦ» (г. Томари) МУП «Водоканал», установленной тепловой мощностью - 31,3 Гкал/ч;

- «Холмская ТЭЦ» (г. Холмск) МУП «Тепло», установленной тепловой мощностью - 71 Гкал/ч.

«Охинская ТЭЦ» является основным производителем тепловой энергии для потребителей г. Оха.

Установленная тепловая мощность «Охинской ТЭЦ» - 216 Гкал/ч. Основным видом топлива для электростанции является природный газ. г. Оха.

В отдалённых населённых пунктах Сахалинской области имеются источники комбинированной выработки:

- Электростанция собственных нужд ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленной тепловой мощностью - 6,9 Гкал/ч;

- Мини-ТЭЦ «Ныш» МУП «Водоканал», установленной тепловой мощностью - 1,72 Гкал/ч;

- Мини-ТЭЦ «Сфера» ООО «СахГЭК», установленной тепловой мощностью - 7,32 Гкал/ч;

- Мини-ТЭЦ «Сфера-2» ООО «СахГЭК», установленной тепловой мощностью - 2,65 Гкал/ч;

- ДЭС г.Северо-Курильска МП «ТЭС», установленной тепловой мощностью - 7,3 Гкал/ч;

- ДЭС с.Рейдово ООО «ДальЭнергоИнвест», установленной тепловой мощностью - 4,18 Гкал/ч;

- ДЭС с.Китовый ООО «ДальЭнергоИнвест», установленной тепловой мощностью – 6,0 Гкал/ч.

Полный перечень основного теплового оборудования электрических станций приведён в таблицах 5.1.1.1 - 5.1.1.6.

Ст. №	Тип, марка, производитель	Электрическая мощность, МВт		Номинальные параметры уходящих газов		Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С			
1	2	3	4	5	6	8	9	10
6	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2015	
7	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2014	
8	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2015	
Мини ТЭЦ с.Ныш МУП «Водоканал»								
	Газотурбинный электроагрегат С1000, исполнение 600R-HD4-BUOX, CAPSTONE TURBINE CORPORATION, USA	0,6	0,6	н/д	280	н/д	2017	2035

Таблица 5.1.1.3.

Котлы-утилизаторы

Ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара			Водогрейный контур		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса	
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С			Производительность, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»									
КВ 6	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	44,5 Гкал/ч	2015	
КВ 7	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	44,5 Гкал/ч	2014	
КВ 8	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	44,5 Гкал/ч	2014	
Мини ТЭЦ с.Ныш МУП «Водоканал»									
1	Утилизационный теплообменник, УТ-65, ЗАО «Ухтинский Экспериментально-Механический Завод», Россия					95-70	0,65	2017	2035
Мини ТЭЦ «Сфера», ООО «СахГЭК»									

Ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара			Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Данные не предоставлены собственником	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
Мини ТЭЦ «Сфера-2» ООО «СахГЭК»									
1	Данные не предоставлены собственником	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
ДЭС г.Северо-Курильска МП «ТЭС»									
1	Данные не предоставлены собственником	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
ДЭС с.Рейдово ООО «ДальЭнергоИнвест»									
ДГ У 1	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2012		
ДГ У 2	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2012		
ДГ У 3	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2012		
М ДГ У 4	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2019		
ДЭС с.Китовый ООО «ДальЭнергоИнвест»									
ДГ У 1	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2015		
ДГ У 2	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2015		
ДГ У 3	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2015		

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара			Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ДГ У 4	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2015		
ДГ У 7	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2019		

Таблица 5.1.1.4.

Энергетические котлы

Котел	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность (т/час)	Год ввода	Завод изготовитель	Год рекон. или модерн.	Характер реконстр. или модернизации	Топливо	
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С						основное	резервное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»										
№ 1	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1976	Барнаульский котельный завод	2012	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 2	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1977	Барнаульский котельный завод	2011	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 3	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1979	Барнаульский котельный завод	2010	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 4	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1982	Барнаульский котельный завод	2013	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 5	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1986	Барнаульский котельный завод	2013	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь

Паровые котлы источников тепловой энергии

ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		3	4	Техническая характеристика			7	8	9
		основной	резервный/аварийный			Температура, °С	Давление, кгс/см ²	Производительность, т/ч			
1	2	«Охинская ТЭЦ» АО «Охинская ТЭЦ»									
	БКЗ-120-100 ГМ, Барнаулский кот. завод	Природный газ		540	90	120	ХП-1969				
	БКЗ-120-100 ГМ, Барнаулский кот. завод	Природный газ		540	90	120	ХП-1970				
	БКЗ-120-100 ГМ, Барнаулский кот. завод	Природный газ		540	90	120	П-1971				
	БКЗ-120-100 ГМ, Барнаулский кот. завод	Природный газ		540	90	120	ХП-1971				
«Холмская ТЭЦ» МУП «Тепло»											
1	ТП-35-У	Пыле-угольная смесь (уголь)	Мазут, ТСМ, диз-топливо	110/70		23,66 Гкал/ч	1962				
2	ТП-35-У	Пыле-угольная смесь (уголь)	Мазут, ТСМ, диз-топливо	110/70		23,66 Гкал/ч	1963				

Таблица 5.1.1.6.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		основной	резервный	Температура горячей воды, °С	Производительность, Гкал/ч		
3	4	5	6	7	8	9	10
Мини ТЭЦ «Ныш» МУП «Водоканал»							
1	котёл водогрейный, Logano SK625 тип410, Германия	Природный газ	ДТ	до 115	0,365	2017	2037
2	котёл водогрейный, Logano SK625 тип410, Германия	Природный газ	ДТ	до 115	0,365	2017	2037
«Томаринская ТЭЦ» МУП «Водоканал»							
						30	

5.1.2. Объём выработки (производства) тепловой энергии по электрическим станциям

На основании предоставленной субъектами электроэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуски тепловой энергии источников комбинированной выработки, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей.

Данные по источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлены в таблицах 5.1.2.1 – 5.1.2.4.

Таблица 5.1.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников комбинированной выработки по видам теплоносителя за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счёт когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Охинский ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2017				34 988	217 290	252 278	
	2018					234 524	234 524	
	2019					225 240	225 240	
	2020					230 266	230 266	
	2021					221 027	221 027	
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») с.Лермонтовка	2017					26 122	26 122	
	2018					27 870	27 870	
	2019					15 430	15 430	
	2020					-	-	
	2021					-	-	
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2017					1 470 217	1 470 217	1 470 217
	2018					1 432 596	1 432 596	1 432 596
	2019					1 435 642	1 435 642	1 435 642
	2020					1 441 979	1 441 979	1 441 979
	2021					1 430 847	1 430 847	1 430 847
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2017					1 194 421	1 194 421	1 194 421
	2018					1 110 999	1 110 999	1 110 999
	2019					1 103 566	1 103 566	1 103 566
	2020					1 129 651	1 129 651	1 129 651

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счёт когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	2021					1 120 930	1 120 930	1 120 930
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2017					275 796	275 796	275 796
	2018					321 597	321 597	321 597
	2019					332 076	332 076	332 076
	2020					312 328	312 328	312 328
	2021					309 917	309 917	309 917
«Томаринская ТЭЦ» (МУП "Водоканал")	2017					н/д	н/д	н/д
	2018					н/д	н/д	н/д
	2019					11 018,19	11 019,19	11 019,19
	2020					30 549,86	30 549,86	30 549,86
	2020					30 102,86	30 102,86	30 102,86
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2017	102 830				79 678	182 507	
	2018	98 938				82 184	181 122	
	2019	107 124				78 993	186 117	
	2020	105 844				79 503	185 347	
	2021	99 100				81 773	180 873	
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии	2017	102 830		34 988	41 630	1 834 937	2 014 384	1 470 217
	2018	98 938			33 716	1 834 937	1 943 544	1 470 217
	2019	107 124			44 690	1 739 875,00	1 846 999,00	1 435 642,00
	2020	105 844			2 125	1 751 748,00	1 857 592,00	1 441 979,00
	2021	99 100				1 733 647,20	1 832 747,20	1 430 847,00

За рассматриваемый период годовой объём отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки снизился на 181636,80 Гкал (-9,02 %).

Преобладающим видом теплоносителя от источников комбинированной выработки по состоянию на 2021 год является горячая вода – 94,59 %.

Доля отпуска в комбинированном цикле от источников комбинированной выработки на 2021 год составляет 78,07 %, что является хорошим показателем в плане эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

**Отпуск тепловой энергии от источников комбинированной выработки
по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.**

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
«Охинская ТЭЦ» (АО "Охинская ТЭЦ")	2017	183 082	51 502	17 694	335 538
	2018	198 012	16 615	19 896	301 956
	2019	193 659	12 736	18 846	314 620
	2020	197 081	13 895	19 290	272 055
	2021	189 188	13 677	18 161	221 026
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО "Сахалинэнерго") <i>с. Лермонтовка</i> (до ноября 2019 года)	2017			26 122	26 122
	2018			27 870	27 870
	2019			15 430	15 430
	2020			-	-
	2021			-	-
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2017			1 470 217	1 470 217
	2018			1 432 596	1 432 596
	2019			1 435 642	1 435 642
	2020			1 441 979	1 441 979
	2021			1 430 847	1 430 847
<i>Паросиловое оборудование</i> <i>«Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»</i>	2017			1 194 421	1 194 421
	2018			1 110 999	1 110 999
	2019			1 103 566	1 103 566
	2020			1 129 651	1 129 651
	2021			1 120 930	1 120 930
<i>4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»</i>	2017			275 796	275 796
	2018			321 597	321 597
	2019			332 076	332 076
	2020			312 328	312 328
	2021			309 917	309 917
«Томаринская ТЭЦ» (МУП "Водоканал")	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	10 496,49		521,7	11 018,19
	2020	28 534,99		2 014,87	30 549,86
	2021	28 205,13		1 897,73	30 102,86
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2017	71 448	102 830	8 230	182 507
	2018	74 718	98 938	7 466	181 122
	2019	72 119	107 124	6 874	186 117
	2020	73 046	105 844	6 457	185 347
	2021	70 406	104 750	5 717	180 873
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии	2017	254 530	154 332	1 522 263	2 014 384
	2018	272 730	111 674	1 487 828	1 943 544
	2019	276 274	121 019	1 477 314	1 962 827
	2020	298 662	119 521	1 469 741	1 929 931
	2021	287 799	259 082	1 456 623	1 862 849

Доли потребления тепловой энергии населением, промышленности и прочих потребителей от источников комбинированной выработки на 2021 год составляют 15,45 %, 13,91 % и 78,19 %, соответственно.

В отличие от системы электроснабжения, рассматриваемой в настоящей схеме и программе развития, системы теплоснабжения всегда носят локальный характер в объеме отдельных населённых пунктов.

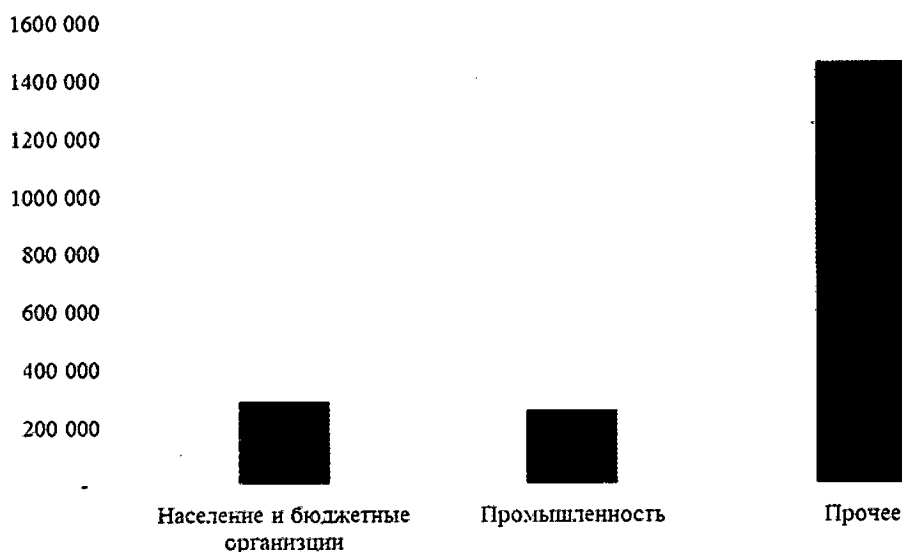


Рисунок 5.1.2.1. Структура отпуска тепловой энергии источниками комбинированной выработки по Сахалинской области на 2021 год

Дополнительно ниже приведена информация по отпуску тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки (мини-ТЭЦ, ДЭС).

Таблица 5.1.2.3.

Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал			Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0		
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2017				2 743,78	2 743,78
	2018				2 894,85	2 894,85
	2019				2 838,14	2 838,14
	2020				2 732,18	2 732,18
	2021				2 641,71	2 641,71
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2017				12 401,40	12 401,40
	2018				11 883,40	11 883,40
	2019				11 574,80	11 574,80
	2020				12 872,30	12 872,30
	2021				13 040,70	13 040,70
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2017				5 635,90	5 635,90
	2018				5 218,60	5 218,60
	2019				5 465,30	5 465,50
	2020				6 128,30	6 128,30
	2021				6 841,90	6 841,90
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП "ТЭС")	2017				7 563,85	7 563,85
	2018				6 548,46	6 548,46
	2019				7 196,44	7 196,44

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал			Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0		
	2020				7 300,00	7 300,00
	2021				5 385,09	5 385,09
	2017				1 560,13	1 560,13
ДЭС с. Рейдово (ООО "ДальЭнергоИнвест")	2018				2 153,10	2 153,10
	2019				1 466,44	1 466,44
	2020				1 646,70	1 646,70
	2021				2 195,23	2 195,23
	2017				1 015,61	1 015,61
ДЭС с. Китовый (ООО "ДальЭнергоИнвест")	2018				1 401,62	1 401,62
	2019				954,62	954,62
	2020				1 071,96	1 071,96
	2021				2 815,88	2 815,88
	2017				30 920,67	30 920,67
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми источниками когенерации	2018				30 100,03	30 100,03
	2019				29 495,74	29 495,94
	2020				31 751,44	31 751,44
	2021				32 920,51	32 920,51

Суммарный отпуск тепловой энергии с коллекторов малыми источниками комбинированной выработки к 2021 году, относительно показателей 2017 года увеличился на 6,5 %.

Таблица 5.1.2.4.

Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки по группам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Полезный отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал		Суммарный полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность и прочее	
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2017	1 404,02	207,88	1 611,9
	2018	1 424,58	249,9	1 674,48
	2019	1 379,17	200,37	1 579,54
	2020	1 360,28	179,04	1 539,32
	2021	1 352,06	181,68	1 533,74
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2017	7 598,3	1 934,3	9 532,6
	2018	7 040,4	1953	8 993,4
	2019	7 724	1 863,7	9 587,7
	2020	7 596,3	2 404,7	10 001
	2021	7 477,9	2 465,9	9 943,8
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2017	4 474,8	196	4 670,8
	2018	4 165,6	185,5	4 351,1
	2019	4 238,1	210,5	4 448,6
	2020	4 338,6	205,9	4 544,5
	2021	4 252,1	143,3	4 395,4
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП "ТЭС")	2017	4 377,63	254,07	4 631,7
	2018	4 500,26	97,51	4 597,77
	2019	3 739,86		3 739,86
	2020	4 373,74		4 373,74

Наименование источника тепловой энергии	Год	Полезный отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал		Суммарный полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность и прочее	
	2021	4 413,41	0	4 413,41
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	1 556,81	4,16	1 560,97
	2018	1 505,61	8,69	1 514,3
	2019	1 443,35	14,08	1 457,43
	2020	1 633,22	12,95	1 646,17
	2021	1 876,13	36,21	1 912,34
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	1 010,24	0	1 010,24
	2018	2 035,05	0	2 035,05
	2019	964,75	0	964,75
	2020	1 064,48	7,49	1 071,97
	2021	2 178,37	275,23	2 453,6
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми источниками когенерации	2017	20 421,8	2 596,4	23 018,2
	2018	20 671,5	2 494,6	23 166,1
	2019	19 489,2	2 288,7	21 777,9
	2020	20 366,6	2 810,1	23 176,7
	2021	21 550,0	3 102,3	24 652,3

Доли потребления тепловой энергии населения и бюджетных организаций, а также промышленности и прочих потребителей от малых источников комбинированной выработки на 2021 год составляют 88 % и 12 %, соответственно.

При общем увеличении полезного отпуска на 7 % наблюдается уменьшение по отдельным малым источникам. Значительное снижение в 6 %, наблюдается по потребителям Мини ТЭЦ «Сфера-2». Это связано с переходом на индивидуальное отопление и отключением от тепловых сетей части жилой застройки.

Одним из основных направлений повышения энергетической эффективности систем централизованного теплоснабжения Российской Федерации, является постепенный перевод большей части потребителей от котельных на источники комбинированной выработки.

Это позволит повысить энергоэффективность систем теплоснабжения, их надёжность и технико-экономические показатели, за счёт сокращения затрат на топливо и снижение удельных показателей на выработку тепловой энергии.

Подробнее вопросы перевода нагрузки, реконструкции существующих источников тепловой энергии, включая локальные и районные котельные, модернизации тепловых сетей с учётом повышения надёжности теплоснабжения и минимизации тарифных последствий рассматривается в рамках разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований Сахалинской области.

5.2 Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2022 – 2026 годы

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии, приведенные в таблицах 5.2.1. - 5.2.4.

Таблица 5.2.1.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки по видам теплоносителя на 2022 - 2026 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2022					221 027	221 027	
	2023					223 757	223 757	
	2024					223 757	223 757	
	2025					223 757	223 757	
	2026					223 757	223 757	
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2022					1 430 847,00	1 430 847,00	1 430 847,00
	2023					1 430 847,00	1 430 847,00	1 430 847,00
	2024					1 430 847,00	1 430 847,00	1 430 847,00
	2025					1 430 847,00	1 430 847,00	1 430 847,00
	2026					1 430 847,00	1 430 847,00	1 430 847,00
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2022					1 120 930,16	1 120 930,16	1 120 930,16
	2023					1 120 930,16	1 120 930,16	1 120 930,16
	2024					1 120 930,16	1 120 930,16	1 120 930,16
	2025					1 120 930,16	1 120 930,16	1 120 930,16
	2026					1 120 930,16	1 120 930,16	1 120 930,16
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2022					309 916,84	309 916,84	309 916,84
	2023					309 916,84	309 916,84	309 916,84
	2024					309 916,84	309 916,84	309 916,84
	2025					309 916,84	309 916,84	309 916,84
	2026					309 916,84	309 916,84	309 916,84
«Томаринская ТЭЦ» (МУП "Водоканал")	2022					28 856	28 856	28 856
	2023					28 856	28 856	28 856
	2024					28 856	28 856	28 856
	2025					28 856	28 856	28 856
	2026					28 856	28 856	28 856
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2022	99 100,30				74 437,58	173 537,88	
	2023	100 557,00				75 531,76	176 088,76	
	2024	100 557,00				75 531,76	176 088,76	
	2025	100 557,00				75 531,76	176 088,76	
	2026	100 557,00				75 531,76	176 088,76	
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии источниками когенерации	2022	99 100,30	0	0	0	1 755 167	1 854 268	1 459 703
	2023	100 557,00	0	0	0	1 758 992	1 859 549	1 459 703
	2024	100 557,00	0	0	0	1 758 992	1 859 549	1 459 703
	2025	100 557,00	0	0	0	1 758 992	1 859 549	1 459 703
	2026	100 557,00	0	0	0	1 758 992	1 859 549	1 459 703

Таблица 5.2.2.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки по типам потребителей на 2022 - 2026 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2022	197 024	13 895	12 838	150 134,0
	2023	197 024	13 895	12 838	165 708
	2024	197 024	13 895	12 838	162 179
	2025	197 024	13 895	12 838	160 062
	2026	197 024	13 895	12 838	159 863
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»), в т.ч.:	2022			1 430 847	1 430 847
	2023			1 430 847	1 430 847
	2024			1 430 847	1 430 847
	2025			1 430 847	1 430 847
	2026			1 430 847	1 430 847
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2022			1 120 930,2	1 120 930,2
	2023			1 120 930,2	1 120 930,2
	2024			1 120 930,2	1 120 930,2
	2025			1 120 930,2	1 120 930,2
	2026			1 120 930,2	1 120 930,2
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2022			309 916,8	309 916,8
	2023			309 916,8	309 916,8
	2024			309 916,8	309 916,8
	2025			309 916,8	309 916,8
	2026			309 916,8	309 916,8
«Томаринская ТЭЦ» (МУП "Водоканал")	2022	27 527,9		1 327,9	28 855,8
	2023	27 527,9		1 327,9	28 855,8
	2024	27 527,9		1 327,9	28 855,8
	2025	27 527,9		1 327,9	28 855,8
	2026	27 527,9		1 327,9	28 855,8
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2022	70 406,1	97 414,6	5 717,2	173 537,9
	2023	70 622,5	98 625,2	6 841,1	176 088,8
	2024	70 622,5	98 625,2	6 841,1	176 088,8
	2025	70 622,5	98 625,2	6 841,1	176 088,8
	2026	70 622,5	98 625,2	6 841,1	176 088,8
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии источниками когенерации	2022	294 958,0	111 309,6	1 450 730,1	1 783 374,7
	2023	295 174,4	112 520,2	1 451 854,0	1 801 499,6
	2024	295 174,4	112 520,2	1 451 854,0	1 797 970,6
	2025	295 174,4	112 520,2	1 451 854,0	1 795 853,6
	2026	295 174,4	12 520,2	1 451 854,0	1 795 654,6

Таблица 5.2.3.

Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки по группам потребителей за 2022 - 2026 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал			Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0		
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2022				2 596	2 596
	2023				2 596	2 596
	2024				2 596	2 596
	2025				2 596	2 596
	2026				2 596	2 596
Мини ТЭЦ «Сфера»	2022				15 271	15 271

(ООО «СахГЭК»)	2023				15 423,7	15 500,1
	2024				15 500,1	15 500,1
	2025				15 515,4	15 515,4
	2026				15 530,6	15 530,6
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2022				6 238,8	6 238,8
	2023				6 245	6 245
	2024				6 251,3	6 251,3
	2025				6 257,5	6 257,5
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП «ТЭС»)	2022				7 300	7 300
	2023				7 300	7 300
	2024				7 300	7 300
	2025				7 300	7 300
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022				1 714,73	1 714,73
	2023				1 749,02	1 749,02
	2024				1 784,00	1 784,00
	2025				1 819,68	1 819,68
ДЭС с. Китовая (ООО "ДальЭнергоИнвест")	2022				2610,96	2 610,96
	2023				2663,18	2 663,18
	2024				2716,44	2 716,44
	2025				2770,77	2 770,77
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми источниками когенерации	2022				35 731,49	35 731,49
	2023				35 976,9	36 053,3
	2024				36 147,84	36 147,84
	2025				36 259,35	36 259,35
	2026				70 210,9	70 210,9

Таблица 5.2.4.

**Прогноз отпуска тепловой энергии от малых источников
комбинированной выработки по типам потребителей на 2022 - 2026 г.г.**

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
(МУП «Водоканал»)	2022	1 402	997	197	2 596
	2024	1 402	997	197	2 596
	2025	1 402	997	197	2 596
	2026	1 402	997	197	2 596
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2022	8 317,7	3 759,2	3 194,1	15 271
	2023	8 400,9	3 873,1	3 226,1	15 500,1
	2024	8 442,5	3 815,6	3 242	15 500,1
	2025	8 450,8	3 819,4	3 245,2	15 515,4
	2026	8 459,1	3 823,1	3 248,4	15 530,6
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2022	4 382,1	1 583,8	272,9	6 238,8
	2023	4 386,5	1 585,3	273,2	6 245
	2024	4 390,9	1 586,9	273,5	6 251,3

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
	2025	4 395,3	1 588,4	273,8	6 257,5
	2026	4 399,6	1 590,2	274	6 263,8
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП «ТЭС»)	2022	4 377,63		254,07	4 631,70
	2023	4 500,26		97,51	4 597,77
	2024	3 739,86		0	3 739,86
	2025	4 373,74		0	4 373,74
	2026	4 413,42		0	4 413,42
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	1 700,7		14,0	1 714,7
	2023	1 734,7		14,3	1 749,0
	2024	1 769,4		14,6	1 784,0
	2025	1 804,8		14,9	1 819,7
	2026	1 840,9		15,2	1 856,1
ДЭС с. Китовая (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	2 611,0			2 611,0
	2023	2 663,2			2 663,2
	2024	2 716,4			2 716,4
	2025	2 770,8			2 770,8
	2026	2 826,2			2 826,2
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми источниками когенерации	2022	22 791,09	6 340,00	3 932,09	33 063,19
	2023	23 087,56	6 455,40	3 808,11	33 351,07
	2024	22 461,11	6 399,50	3 727,09	32 587,70
	2025	23 197,41	6 404,80	3 730,88	33 333,09
	2026	23 341,20	6 410,30	3 734,58	33 486,08

5.3. Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию

В соответствии с представленной информацией региональной энергетической комиссии Сахалинской области в таб. 5.3.1. представлена динамика экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию с коллекторов, производимую в режиме комбинированной выработки.

Таблица 5.3.1.

Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию ТЭЦ за 2017 - 2021 г.г., руб./Гкал

Наименование организации	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	1 015,83	1 381,29	1 692,97	1 636,38	2 356,07
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	826,66	826,65	822,95	853,35	853,35
МУП «Водоканал» («Томаринская ТЭЦ»)			3 198,18	3 883,97	4 043,79
МУП «Тепло» (в том числе «Холмская ТЭЦ»)	3 795,97	3 883,77	5 022,07	5 122,80	5 708,46
МУП «Водоканал» («Мини-ТЭЦ Ныш»)	5 699,72	5 884,11	8 098,67	8 534,34	8 646,57
ООО «СахГЭК» (Мини-ТЭЦ «Сфера» и «Сфера-2»)	2 509,72	2 356,02	2 837,13	3 026,00	3 294,33

В соответствии с представленной информацией региональной энергетической комиссии Сахалинской области в таб. 5.3.2. представлен

прогноз экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию с коллекторов, производимую в режиме комбинированной выработки.

Таблица 5.3.2.

Прогноз экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию ТЭЦ на 2022 - 2026 г.г., руб./Гкал

Наименование организации	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2 457,38	2 555,68	2 657,90	2 764,22	2 874,79
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	899,87	934,96	972,36	1011,26	1051,71
МУП «Водоканал» («Томаринская ТЭЦ»)	4 217,67	4 386,38	4 561,84	4 744,31	4 934,08
МУП «Тепло» (в том числе «Холмская ТЭЦ»)	5 953,93	6 192,08	6 439,77	6 697,36	6 965,25
МУП «Водоканал» («Мини-ТЭЦ Ныш»)	9 018,37	9 379,10	9 754,27	10 144,44	10 550,22
ООО «СахГЭК» (Мини-ТЭЦ «Сфера» и «Сфера-2»)	3 435,99	3 573,42	3 716,36	3 865,02	4 019,62

6. ТОПЛИВНЫЙ БАЛАНС САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

6.1. Топливный баланс Сахалинской области за период 2017 - 2021 г.г.

Топливный баланс Сахалинской области за период 2017 - 2021 г.г. сформирован по источникам комбинированной выработки, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплоэнергетики.

Динамика по расходу топлива источниками комбинированной выработки аналогична динамике по отпуску тепловой энергии: потребление ТЭЦ снижается.

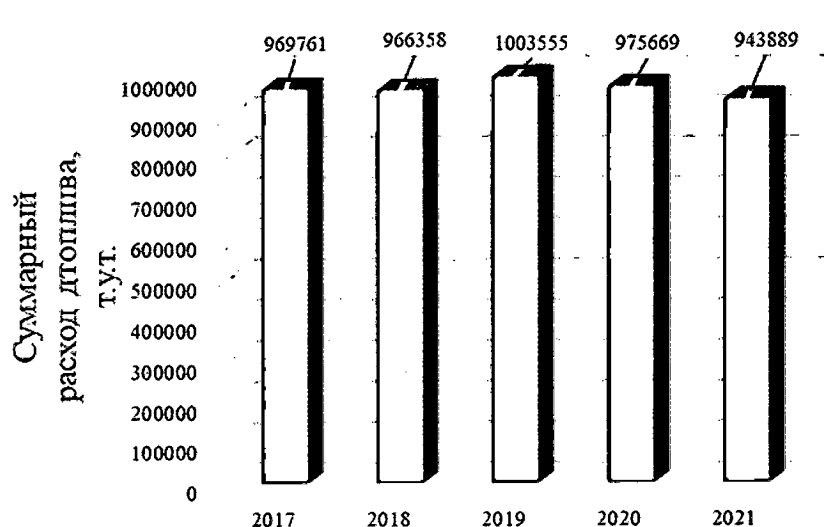


Рисунок 6.1.1. Суммарный расход топлива источниками комбинированной выработки

Снижение потребления топлива источниками комбинированной выработки за период 2016 - 2020 г.г. составит 25 873 т.у.т. (-2,7 %).

В структуре фактического потребления топлива ТЭЦ преобладает природный газ – более 66 %.

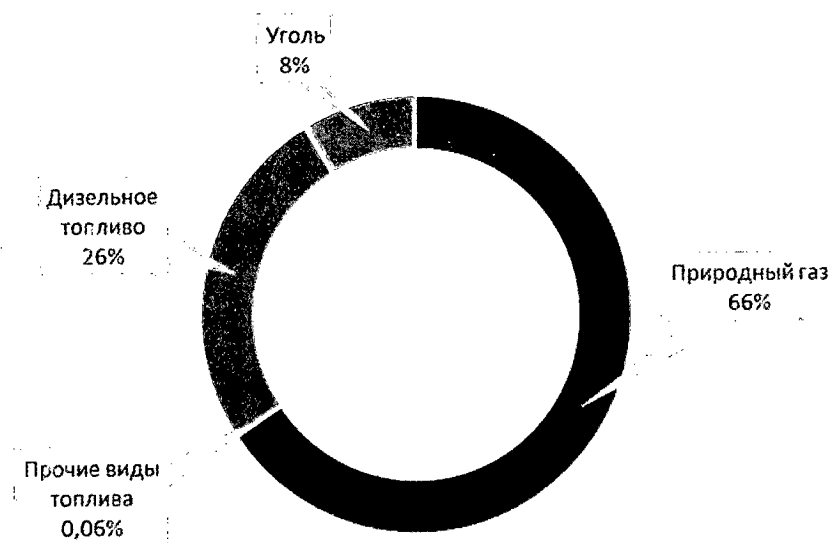


Рисунок 6.1.2. Структура потребления топлива источниками комбинированной выработки

Объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями, в т.ч. блок-станций, за период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблице 6.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 6.1.2.

Электрическая станция ²⁶	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год							Уголь**		Прочие виды топлива		
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	2021	8 190					5 648,5	8 190,3						
Источники электрической энергии														
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2017	101 062	85 495	101 062										
	2018	105 356	89 164	105 356										
	2019	99 732	83 743	99 732										
	2020	91 571	75 434	91 571										
	2021	80 896	66 623	80 896										
	2017	78 972				299	420			129 635	78 552			
«Сахалинская ГРЭС» (ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго» с. Ильинское	2018	87 702				402	558			151 007	87 144			
	2019	69 392				318	457			114 958	68 935			
	2020	138 146				682	981			233 704	137 165			
	2021	134 857				695	981			239 439	133 876			
	2017	н/д							н/д	н/д				
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2018	н/д							н/д	н/д				
	2019	353							243	353				
	2020	294							203	294				
	2021	333							230	333				
	2017	н/д							н/д	н/д				
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2018	н/д							н/д	н/д				
	2019	437							301	437				
	2020	343							237	343				
	2021	345							238	345				
	2017	574							396	574				
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2018	576							397	576				
	2019	552							381	552				
	2020	573							395	573				
	2021	548							378	548				
	2017	127							88	127				
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2018	138							95	138				

Электрическая станция ²⁶	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м ³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
(ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2018	12 206					8 418	12 206				
	2019	11 178					7 709	11 178				
	2020	10 742					7 408	10 742				
	2021	10 334					7 127	10 334				
	2017	1 708					1 179	1 708				
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2018	1 817					1 254	1 817				
	2019	1 926					1 329	1 926				
	2020	1 843					1 272	1 843				
	2021	1 740					1 201	1 740				
	2017	н/д					н/д	н/д				
ВДЭС «Головинно» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2018	н/д					н/д	н/д				
	2019	н/д					н/д	н/д				
	2020	н/д					н/д	н/д				
	2021	н/д					н/д	н/д				
	2017	4 869					3 358	4 869				
ДЭС «Малокурильское» (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2018	4 119					2 841	4 119				
	2019	4 969					3 427	4 969				
	2020	5 261					3 628	5 261				
	2021	4 768					3 288	4 768				
	2017	2 495					1 721	2 495				
ДЭС с. Крабовоздское (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2018	2 832					1 953	2 832				
	2019	2 935					2 024	2 935				
	2020	2 279					1 572	2 279				
	2021	2 224					1 534	2 224				
	2017	1 104					761	1 104				
ДЭС «Курильский рыбац» (ООО «Даль-ЭнергоИнвест»)	2018	2 832					1 953	2 832				
	2019	3 125					2 155	3 125				
	2020	5 122					3 532	5 122				
	2021	5 937					4 094	5 937				

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии за 2017 - 2021 г.г.

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2017	158,4	596,5
	2018	158,9	618,4
	2019	160,4	617,7
	2020	161,7	645,2
	2021	169,5	710,5
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2017	-	514,6
	2018	-	512,1
	2019	-	507,5
	2020	-	511,4
	2021	-	514,4
«Сахалинская ГРЭС» (ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго» с.Ильинское)	2017	-	-
	2018	-	-
	2019	-	482,2
	2020	-	450,1
	2021	-	447,2
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2017	310,2	310,2
	2018	310,9	310,9
	2019	312,3	312,3
	2020	319,5	319,5
	2021	312,9	312,9
«Томаринская ТЭЦ» (МУП "Водоканал")	2017	н/д	н/д
	2018	н/д	н/д
	2019	206,9	н/д
	2020	277,5	189,9
	2021	295,0	204,6
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2017	227,7	190,1
	2018	228,8	184,9
	2019	215,6	54,1
	2020	193,3	73,0
	2021	210,4	59,44
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2017	н/д	н/д
	2018	н/д	н/д
	2019	н/д	н/д
	2020	н/д	н/д
	2021	н/д	н/д
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2017	182,0	н/д
	2018	174,4	н/д
	2019	200,7	283,1
	2020	194,9	319,5
	2021	192,5	311,0
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2017	-	н/д
	2018	-	н/д
	2019	-	618,0

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
Электрическая станция	2020	-	505,0
	2021	-	470,0
	2017	-	н/д
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2018	-	н/д
	2019	-	555,0
	2020	-	473,0
	2021	-	539,0
	2017	-	351,3
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2018	-	336,7
	2019	-	329,2
	2020	-	333,9
	2021	-	331,8
	2017	153,6	255,2
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2018	153,9	255,2
	2019	155,5	289,0
	2020	152,8	310,4
	2021	151,8	345,4
	2017	154,6	385,6
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2018	168,5	364,0
	2019	148,8	348,6
	2020	144,2	327,7
	2021	147,2	345,1
	2017	-	554,3
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2018	-	639,7
	2019	-	646,5
	2020	-	610,8
	2021	-	520,0
	2017	-	н/д
ВДЭС «Новиково» (участок ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2018	-	н/д
	2019	-	н/д
	2020	-	н/д
	2021	-	331,7
	2017	246,7	212,2
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2018	275,2	236,7
	2019	243,1	209,1
	2020	233,3	200,6
	2021	261,2	224,7
	2017	317,1	272,8
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2018	300,6	258,5
	2019	327,2	281,5
	2020	341,8	294,0
	2021	295,1	253,8
	2017	325,2	279,7
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2018	322,8	277,7
	2019	337,6	290,4
	2020	339,0	291,6
	2021	311,5	267,9

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2017	-	-
	2018	-	-
	2019	-	317,9
	2020	-	355,9
	2021	-	341,5
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2017	-	н/д
	2018	-	н/д
	2019	-	н/д
	2020	-	н/д
	2021	-	н/д
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2017	-	377,7
	2018	-	494,4
	2019	-	402,2
	2020	-	476,0
	2021	-	934,3
ДЭС «Горное-1», ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	-	н/д
	2018	-	480,8
	2019	-	333,4
	2020	-	399,3
	2021	-	525,8
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	-	359,7
	2018	-	360,2
	2019	-	357,5
	2020	-	361,5
	2021	-	334,9
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2017	-	353,5
	2018	-	н/д
	2019	-	535,9
	2020	-	581,7
	2021	-	658,2
ВДЭС «Головнино» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	-	н/д
	2018	-	н/д
	2019	-	н/д
	2020	-	н/д
	2021	-	н/д
ДЭС «Малокурильское» (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	-	426,2
	2018	-	445,0
	2019	-	453,4
	2020	-	422,2
	2021	-	378,2
ДЭС с. Крабозаводское (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	-	421,8
	2018	-	398,0
	2019	-	395,6
	2020	-	414,4
	2021	-	412,3
ДЭС «Курильский рыбак» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	-	н/д
	2018	-	н/д

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
	2019		354,7
	2020		359,6
	2021		346,1
	2017	-	-
ДЭС «РК «Островной» (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2018	-	-
	2019	-	-
	2020	-	154,0
	2021	-	163,3

6.2. Прогноз топливного баланса Сахалинской области на период 2022 – 2026 г.г.

Прогнозный топливный баланс Сахалинской области на период 2022 - 2026 г.г. сформирован по источникам комбинированной выработки с разделением по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива.

Основой прогнозного баланса являлись данные по прогнозным показателям от субъектов теплоэнергетики.

На рассматриваемый период существенных изменений в структуре потребления топлива не предполагается.

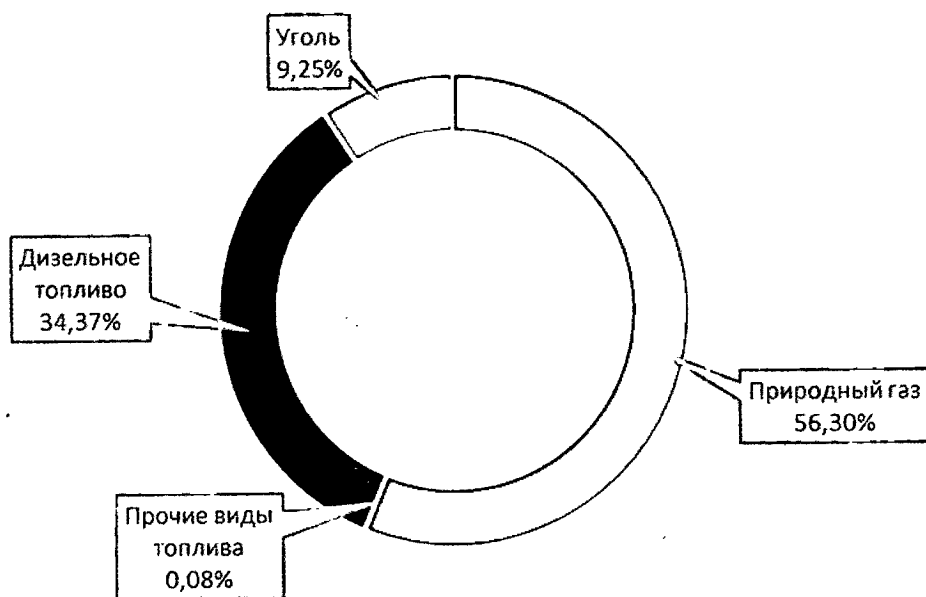


Рисунок 6.2.1. Структура перспективного потребления топлива источниками комбинированной выработки

Общее изменение годового потребления топлива с учётом прогнозных показателей по сравнению с 2021 годом для источников комбинированной выработки увеличится на 18593 т.у.т. (1,8 %).

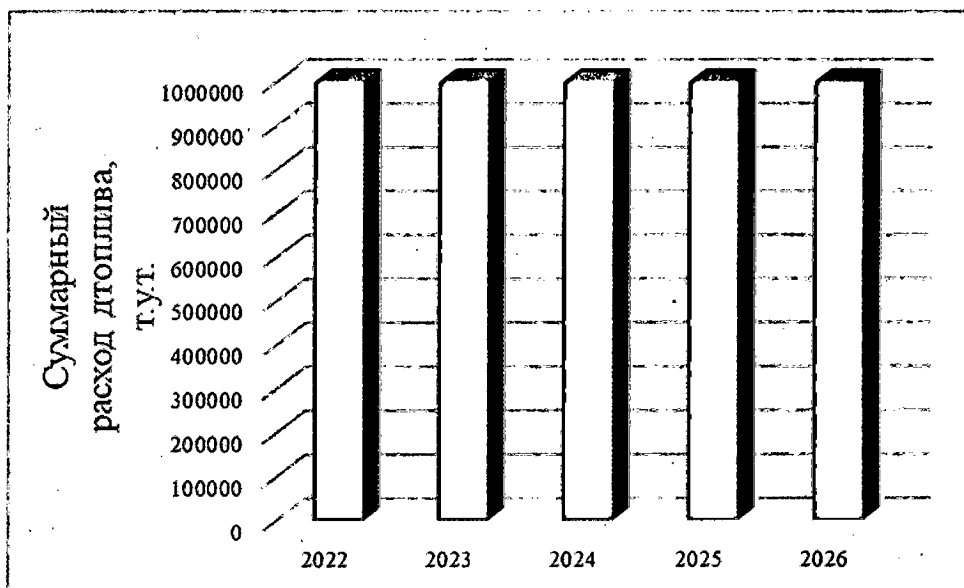


Рисунок 6.2.2. Прогнозное потребление топлива источниками тепловой энергии Сахалинской области на период 2022 - 2026 г.г.

Прогноз объёмов потребления топливных ресурсов электрическими станциями, в т.ч. блок-станций, за период 2022 – 2026 г.г. приведён в таблице 6.2.1, а прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.1.

Прогнозный топливный баланс источников электрической и тепловой энергии на период 2022 - 2026 г.г.

Электрическая станция ²⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.		Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год						Уголь**		Прочие виды топлива	
		3	4	Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
				тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии													
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2022	122 288	103 608	122 273			10	15					
	2023	127 202	107 789	127 187			10	15					
	2024	124 923	106 797	124 908			10	15					
	2025	124 612	106 543	124 597			10	15					
	2026	124 519	106 466	124 504			10	15					
	2022	867 234	684 463	843 839	100	139		0	0	40 000	23 256		
	2023	875 282	690 986	851 887	100	139		0	0	40 000	23 256		
2024	875 416	691 095	852 021	100	139		0	0	40 000	23 256			
2025	879 744	694 605	856 349	100	139		0	0	40 000	23 256			
2026	883 466	697 611	860 056	100	139		10	15	40 000	23 256			
2022	8 168								12 393	8 168			
2023	8 168								12 393	8 168			
2024	8 168								12 393	8 168			
2025	8 168								12 393	8 168			
2026	8 168								12 393	8 168			
2022	24 173				326	458			39 693	23 699	11	17	
2023	24 173				326	458			39 693	23 699	11	17	
2024	24 173				326	458			39 693	23 699	11	17	
2025	24 173				326	458			39 693	23 699	11	17	
2026	24 173				326	458			39 693	23 699	11	17	
2022	н/д	н/д	н/д	н/д									
2023	н/д	н/д	н/д	н/д									
2024	н/д	н/д	н/д	н/д									
2025	н/д	н/д	н/д	н/д									

Электростанция собственных нужд
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

Электрическая станция ²⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2026	н/д	н/д	н/д								
	2022	719	595	719								
	2023	719	595	719								
	2024	719	595	719								
	2025	719	595	719								
	2026	719	595	719								
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2022	7 203	6 225	7 203								
	2023	7 275	6 288	7 275								
	2024	7 311	6 319	7 311								
	2025	7 318	6 325	7 318								
	2026	7 325	6 331	7 325								
	2022	1 662	1 436	1 662								
	2023	1 664	1 438	1 664								
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2024	1 665	1 439	1 665								
	2025	1 667	1 441	1 667								
	2026	1 669	1 443	1 669								
	2022	5 715					3 942	5 715				
	2023	5 948					4 102	5 948				
	2024	5 117					3 529	5 117				
	2025	5 724					3 948	5 724				
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2026	9 808	6 247	9 808								
	2022	3 964					2 734	3 964				
	2023	4 004					2 761	4 004				
	2024	3 856	734	1 152			1 865	2 704				
	2025	3 324	2 117	3 324								
	2026	2 934	1 869	2 934								
	2022	8 588						5 923	8 588			
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2023	8 674					5 982	8 674				
	2024	7 828	461	724			4 900	7 104				

Электрическая станция ²⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива			
			тыс. м ³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	2025	6 892	4 390	6 892										
	2026	6 083	3 875	6 083										
Источники электрической энергии														
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2022	94 274	77 426	94 274										
	2023	94 274	77 426	94 274										
	2024	94 274	77 426	94 274										
	2025	94 274	77 426	94 274										
	2026	94 274	77 426	94 274										
	2022	131 160				736	1 021			227 741	130 139			
«Сахалинская ГРЭС» (ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго»)	2023	131 158			736	1 021			223 822	130 137				
	2024	131 158			736	1 021			223 822	130 137				
	2025	131 158			736	1 021			223 822	130 137				
	2026	131 158			736	1 021			223 822	130 137				
	2022	333							230	333				
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2023	333							230	333				
	2024	333							230	333				
	2025	333							230	333				
	2026	333							230	333				
	2022	345							238	345				
	ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2023	345							238	345			
2024		345							238	345				
2025		345							238	345				
2026		345							238	345				
2022		524							362	524				
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)		2023	524							361	524			
	2024	523							361	523				
	2025	522							360	522				
	2026	522							360	522				

Электрическая станция ²⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м ³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2022	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2023	179					123	179				
	2024	179					123	179				
	2025	179					123	179				
	2026	179					123	179				
	2022	560					386	560				
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2023	560					386	560				
	2024	560					386	560				
	2025	560					386	560				
	2026	560					386	560				
	2022	417					287	417				
	2023	418					288	418				
ВДЭС «Новиково» (участе ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2024	359					248	359				
	2025	387					267	387				
	2026	397					274	397				
	2022	2 623					1 809	2 623				
	2023	2 669					1 841	2 669				
	2024	2 746					1 894	2 746				
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2025	2 528					1 743	2 528				
	2026	2 608					1 799	2 608				
	2022	257					178	257				
	2023	259					178	259				
	2024	259					178	259				
	2025	259					178	259				
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2026	259					178	259				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				
	2024	3 100					2 138	3 100				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2024	3 100					2 138	3 100				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				
	2024	3 100					2 138	3 100				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				
ДЭС «Горное-1», ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	2024	3 100					2 138	3 100				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				
	2024	3 100					2 138	3 100				
	2022	2 876					1 983	2 876				
	2023	2 890					1 993	2 890				

Электрическая станция ²⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1 Электрическая станция ²⁷	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2025	3 116					2 149	3 116				
	2026	3 131					2 160	3 131				
	2022	14 368					9 909	14 368				
	2023	14 368					9 909	14 368				
	2024	-					-	-				
	2025	-					-	-				
2026	-					-	-					
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2023	4 329	2 757	4 329								
	2024	15 437	9 832	15 437								
	2025	16 297	10 380	16 297								
	2026	16 328	10 400	16 328								
	2022	1 740					1 201	1 740				
	2023	1 740					1 201	1 740				
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2024	-					-	-				
	2025	-					-	-				
	2026	-					-	-				
	2022	н/д	н/д	н/д			н/д	н/д				
	2023	н/д	н/д	н/д			н/д	н/д				
	2024	н/д	н/д	н/д			н/д	н/д				
	2025	н/д	н/д	н/д			н/д	н/д				
ВДЭС «Головинно» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2026	н/д	н/д	н/д			н/д	н/д				
	2022	6 569					4 530	6 569				
	2023	7 117					4 909	7 117				
	2024	7 191					4 959	7 191				
	2025	-					-	-				
	2026	-					-	-				
	2022	2 949					2 034	2 949				
ДЭС с Крабоводское	2022	2 949					2 034	2 949				

Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии в период 2022 - 2026 г.г.

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2022	218,3	58,5
	2023	218,3	58,5
	2024	218,3	58,5
	2025	218,3	58,5
	2026	218,3	58,5
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2022	160,8	632,7
	2023	160,8	609,0
	2024	160,8	603,4
	2025	160,8	609,6
	2026	160,8	609,6
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2022	-	502,2
	2023	-	502,2
	2024	-	502,2
	2025	-	502,2
	2026	-	502,2
«Сахалинская ГРЭС» (ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго»)	2022	-	450,4
	2023	-	450,4
	2024	-	450,4
	2025	-	450,4
	2026	-	450,4
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2022	140,9	315,3
	2023	140,9	301,2
	2024	140,9	311,5
	2025	141,0	311,5
	2026	140,8	307,8
«Томаринская ТЭЦ» (МУП «Водоканал»)	2022	н/д	н/д
	2023	н/д	н/д
	2024	н/д	н/д
	2025	н/д	н/д
	2026	н/д	н/д
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2022	218,3	58,5
	2023	218,3	58,5
	2024	218,3	58,5
	2025	218,3	58,5
	2026	218,3	58,5
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2022	н/д	н/д
	2023	н/д	н/д
	2024	н/д	н/д
	2025	н/д	н/д
	2026	н/д	н/д
Мини ТЭЦ «Ныш» (МУП «Водоканал»)	2022	193,3	212,7
	2023	193,3	212,7
	2024	193,3	212,7
	2025	193,3	212,7
	2026	193,3	212,7
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2022	-	483,0
	2023	-	483,0
	2024	-	483,0

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
	2025	-	483,0
	2026	-	483,0
	2022	-	540,0
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2023	-	540,0
	2024	-	540,0
	2025	-	540,0
	2026	-	540,0
	2022	-	329,2
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2023	-	328,9
	2024	-	328,6
	2025	-	328,2
	2026	-	327,9
	2022	155,6	310,4
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2023	155,6	310,4
	2024	155,6	310,4
	2025	155,6	310,4
	2026	155,6	310,4
	2022	154,4	348,2
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2023	154,6	348,2
	2024	154,7	348,2
	2025	154,9	348,2
	2026	155,1	348,2
	2022	-	550,8
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2023	-	550,8
	2024	-	550,8
	2025	-	550,8
	2026	-	550,8
	2022	-	344,3
ВДЭС «Новиково» (участок ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2023	-	344,3
	2024	-	344,3
	2025	-	344,3
	2026	-	344,3
	2022	209,9	180,5
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2023	213,4	183,5
	2024	181,5	156,1
	2025	186,8	160,7
	2026	169,5	145,8
	2022	277,4	238,5
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2023	271,8	233,8
	2024	316,6	272,3
	2025	305,1	262,4
	2026	297,4	255,8
	2022	326,5	280,9
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2023	320,4	275,6
	2024	275,1	245,6
	2025	319,3	274,6
	2026	313,0	269,2
	2022	-	376,1
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2023	-	376,1
	2024	-	322,4
	2025	-	346,0
	2026	-	354,3
	2022	-	326,6

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2023	-	329,2
	2024	-	326,1
	2025	-	297,5
	2026	-	304,1
	2022	-	892,3
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2022	-	892,3
	2023	-	892,3
	2024	-	892,3
	2025	-	892,3
	2026	-	892,3
ДЭС «Горное-1» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	-	671,5
	2023	-	671,5
	2024	-	671,5
	2025	-	671,5
	2026	-	671,5
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	-	412,1
	2023	-	317,0
	2024	-	-
	2025	-	-
	2026	-	-
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2022	-	1 053,1
	2023	-	1 053,1
	2024	-	-
	2025	-	-
	2026	-	-
Новая двухтопливная электростанция с возможностью когенерации о. Кунашир	2022	-	-
	2023	504,2	-
	2024	248,5	213,7
	2025	252,5	217,2
	2026	248,9	214,1
ВДЭС «Головнино» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	н/д	н/д
	2023	н/д	н/д
	2024	н/д	н/д
	2025	н/д	н/д
	2026	н/д	н/д
ДЭС «Малокурильское» (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	-	425,0
	2023	-	425,0
	2024	-	425,0
	2025	-	-
	2026	-	-
ДЭС с. Крабоводск ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	-	408,4
	2023	-	408,4
	2024	-	408,4
	2025	-	-
	2026	-	-
Новая двухтопливная электростанция о. Шикотан	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	315,1
	2026	-	315,1
ДЭС «Курильский рыбак» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	-	353,5
	2023	-	353,5
	2024	-	353,5
	2025	-	-
	2026	-	-

Электрическая станция	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
ДЭС «РК «Островной» (ОП «Мобильные ГТЭС Шикотан» АО «Мобильные ГТЭС»)	2022	-	н/д
	2023	-	н/д
	2024	-	н/д
	2025	-	-
	2026	-	-

6.3. Состав существующих топливных складов электростанций

Для хранения твёрдого топлива на «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» предусмотрен открытый угольный склад емкостью 200 тыс. м³.

Основание угольного склада имеет горизонтальную поверхность с небольшим уклоном на запад и север.

Вдоль западной части угольного склада проходит открытый дренаж, который соединен в общую дренажную систему.

Склад топлива механизирован бульдозерами.

Для хранения жидкого топлива (мазут топочный) на «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» предусмотрены 3 цилиндрических вертикальных резервуара объемом 2 тыс. м³ каждый.

Для хранения твердого топлива на «Сахалинской ГРЭС» предусмотрен открытый угольный склад емкостью 50 тыс. тонн.

Склад топлива механизирован бульдозерами и дизель-электрическим грейферным краном.

Укатка штабеля производится прицепным катком.

Прочие собственники электрических станций информацию по имеющимся топливным складам в объеме исходных данных для СИПР не представили.

В Таблице 6.3.1 Представлена сводная информация по топливным складам Сахалинской области.

Таблица 6.3.1.

Перечень топливных складов основных источников комбинированной выработки и выработки электрической энергии Сахалинской области.

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива хранящийся на складе	Количество емкостей/ резервуаров в хранения	Объемы хранения, м ³ /тонн	Существующий резерв/дефицит объемов, м ³ /тонн	Текущее состояние (в эксплуатации/ в резерве/ в аварийном состоянии/др.)
1	«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго»)	Уголь	1	170 000	запас 40 000 т.	в эксплуатации
		Мазут	3	3 000	запас 270 т.	в эксплуатации
2	«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	Уголь	1	200 000	запас 59 000 т.	в эксплуатации
		Мазут	3	6 000	запас 490 т.	в эксплуатации
3	«Томаринская ТЭЦ» (МУП «Водоканал»)	Уголь	1	3000	-	в эксплуатации

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива хранящийся на складе	Количество ёмкостей/ резервуаров в хранения	Объёмы хранения, м ³ /тонн	Существующий резерв/дефицит объёмов, м ³ /тонн	Текущее состояние (в эксплуатации/ в резерве/ в аварийном состоянии/др.)
4	«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	Уголь		3 230 м ³ (15 000 т.)	-	в эксплуатации
		Мазут	2х200 м ³			в эксплуатации
5	ДЭС с. Первомайское (ООО «Энергетик»)	Дизельное топливо	4	80 м ³	резерв 40 м ³	в эксплуатации
6	ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	Дизельное топливо	1	20 м ³		в эксплуатации
7	ВДЭС «Новиково» (ПАО «Сахалинэнерго»)	Дизельное топливо	1	50 м ³	запас 33,6 т.	в эксплуатации
8	Централизованный склад ГСМ о. Парамушир при ДЭС	Дизельное топливо	2	1 000 м ³		в эксплуатации
9	Склад дизельного топлива ООО «ДальЭнергоИнвест»	Дизельное топливо	5	1 000 м ³		в эксплуатации
10	ДЭС «Южно-Курильская» (АО Мобильные ГТЭС»)	Дизельное топливо	6	75 м ³		в эксплуатации
11	ДЭС «Малокурильское» (АО «Мобильные ГТЭС»)	Дизельное топливо	2	15 тонн		в эксплуатации
				14 тонн		в эксплуатации
12	ДЭС с. Крабовозовское (АО «Мобильные ГТЭС»)	Дизельное топливо	3	32 тонн		В эксплуатации

По предоставленной от собственников информации общее состояние топливных складов электростанций удовлетворительное.

6.4 Топливные ресурсы

Топливо-сырьевая база Сахалинской области представлена значительными запасами газа, нефти, каменного и бурого угля, торфа.

Углеводородные ресурсы

Сахалинская область – старейший регион на Дальнем Востоке, добывающий нефть, газ и газовый конденсат.

Территория Сахалинской области относится к Сахалинской нефтегазоносной области входящая в Охотскую нефтегазоносную провинцию.

На территории о. Сахалин учтено 63 месторождения углеводородов, они относятся к средним, мелким и очень мелким; из них 15 – газовых, 11 – нефтяных, 6 – газоконденсатных, 9 – нефтегазовых, 13 – газонефтяных, 9 – нефтегазоконденсатных. На шельфе учтено 19 месторождений углеводородов, большинство из которых является крупными и средними; из них 4 – нефтяных, 1 – газовое, 4 – газоконденсатных и 10 – нефтегазоконденсатных.

Почти все разведанные месторождения углеводородного сырья расположены в северо-восточной части о. Сахалин.

Нефти Сахалинских месторождений характеризуются разнообразием физико-химических свойств и группового углеводородного состава. Преобладают запасы легких (64,7 %), маловязких (82 %), малосернистых (98,7 %) и малопарафинистых (70 %) нефтей. Отличаются они высокими

выходами светлых нефтепродуктов, значительным удельным весом высокооктановых бензинов и ценных масел, низкими потерями в процессе переработки. Основной объем тяжелой высоковязкой нефти содержат пласты месторождений суши. Свободные газы по своему составу, в основном, метановые.

Суммарные геологические ресурсы углеводородов Сахалинской нефтегазоносной области оцениваются в 7,8 млрд. т.у.т., в том числе нефти – 3800 млн. т, свободного газа – 3300 млрд. м³, конденсата – 250,5 млн.т. На Сахалинский шельф приходится 76 % ресурсов нефти или 2 900 млн. т, 90 % или 2970 млрд. м³ свободного газа, 96 % конденсата или 238 млн.т.

Основной объем добычи углеводородного сырья сосредоточен на северо-восточном шельфе о. Сахалин, где реализуется проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» по соглашению о разделе продукции (СРП).

В настоящий момент большинство месторождений суши о. Сахалин находится в завершающей стадии разработки, которая характеризуется падением уровня добычи нефти, ростом её обводнённости и ухудшении технологических свойств газовых залежей.

Добычу углеводородного сырья на территории Сахалинской области по состоянию на 31.12.2021 года осуществляют следующие предприятия:

1. **ООО «ННК-Сахалиморнефтегаз»** (до октября 2021 года ООО «РН-Сахалиморнефтегаз»). Старейшее нефтегазодобывающая компания России, ведёт свою историю с 1928 года, на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

2. **АО «Сахалинская нефтяная компания»**, на территории МО «Анивский городской округ»;

3. **АО «Петросах»**, на территории МО городской округ «Смирныховский» и МО «Городской округ Ногликский»;

4. **«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** (проект «Сахалин-2»), на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

5. **«Эксон Нефтегаз Лимитед»** (проект «Сахалин-1»), на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

6. **АО «РН-Шельф-Арктика»**, на территории МО «Городской округ Ногликский»;

7. **ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»** (проект «Сахалин-3»), на территории МО «Городской округ Ногликский».

Таблица 6.4.1.

Добыча углеводородного сырья за 2017 – 2021 г.г.

Добыча	Еденица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год *
Нефть	тыс.тонн	15 692,2	17 129,25	17 748,2	15 124,9	13 528,8
Газовый конденсат	тыс.тонн	2 078,7	2 134,8	2 011,8	2 115,1	2 030,1
Попутный нефтяной газ	млн.м ³	2 143,0	2 394,8	2 518,9	2 649,3	2 364,6

Природный газ	млн.м ³	28 176,2	30 106,6	29 265,9	28 446,8	27 651,9
---------------	--------------------	----------	----------	----------	----------	----------

* данные за 2021 год только по проектам «Сахалин-1; -2; -3»

Основной объём нефти поставляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, лишь небольшая часть нефти используется в качестве топлива на котельных, а также перерабатывается на «Мини НПЗ» АО «Петросах».

Добываемая ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» направлялась по нефтепроводу на «Комсомольский НПЗ» (Хабаровский край). В августе 2020 года добыча приостановлена в связи с аварией на магистральном нефтепроводе «Сахалин - Комсомольске-на-Амуре».

Добываемый газ по проектам Сахалин-1; -2; -3 направляется по газопроводам потребителям о. Сахалин, Хабаровского края и Приморского края, а также отправляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в виде сжиженного природного газа (СПГ), который производится на первом в России заводе СПГ на юге о. Сахалин в с. Пригородное (проект «Сахалин-2»).

Таблица 6.4.2.

Переработка углеводородного сырья в 2017 – 2021 г.г.

Производство	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Бензины	тыс.тонн	21,980	17,320	15,970	13,260	н/д
Дизельное топливо	тыс.тонн	-	-	-	-	н/д
Мазут	тыс.тонн	21,110	18,140	14,940	3,820	н/д
Керосин	тыс.тонн	5,120	3,840	3,670	0,930	н/д
*Сжиженный природный газ	тыс.тонн	11 488,2	11 408,3	11 150,0	11 616,0	10 438,3

*данные по проекту «Сахалин-2»

Угольные ресурсы

Сахалинская область – старейший регион на Дальнем Востоке, добывающий уголь. В Сахалинской области угольные месторождения известны только на о. Сахалин. Угли характеризуются высоким качеством и разнообразными свойствами, вследствие чего могут служить не только энергетическим топливом, но и сырьем для получения металлургического кокса, искусственного жидкого топлива, высококалорийного газа и химических продуктов.

Сахалинские угли по степени метаморфизма делятся на бурые (группы ЗБ) и каменные (марки Д, ДГ, Г, ГЖО, ГЖ, Ж, К, Т). На некоторых месторождениях встречаются угли переходных групп или марок, отмечены как бурые угли, так и каменные марки Д (подгруппа ДВ).

Общие прогнозные ресурсы угля по о. Сахалин оценены по 52 месторождениям и угленосным площадям: до глубины 300 м составляют

14 107 млн. т (до глубины 1500 м – 17 913 млн. т). Из общего их количества 77,6 % или 10 943 млн. т приходится на каменные угли.

Государственным балансом учтено 27 месторождений (17 с каменным, 7 с бурым, 3 с обоими типами углей). Общие запасы по категориям А+В+С1 в количестве – 2 625,677 млн. т. (доля бурых углей – 53,1 %).

Угли Сахалинского угленосного бассейна имеют хорошие качественные характеристики. Массовая доля рабочей влаги бурых углей обычно равна 18 - 25 %, каменных – 4 - 11 %. Выход летучих веществ в бурых углях не превышает 53 % (средний – 49 %), в каменных – 33,5 - 50 %. Угли малосернистые (0,3 - 0,6 %), многофосфорные (0,01 - 0,08 %), мало и среднезольные. Наиболее зольными являются угли марок Г и Д (18 - 29 %), минимальная зольность присуща тощим углям – 8 %. Удельная теплота сгорания углей высокая. Бурые угли имеют высшую теплоту сгорания – 30 МДж/кг, низшую – 18 МДж/кг, каменные угли соответственно – 34 и 28 МДж/кг.

Обогащаемость углей разных месторождений и пластов внутри одного месторождения не постоянна и изменяется от легкой и средней (верхнедуйские угли) до трудной и чрезвычайно трудной (нижнедуйские угли). Трудная обогащаемость палеогеновых углей объясняется наличием в них глинистого материала, тесно связанного с органической массой.

Угольная промышленность Сахалинской области обеспечивает полностью потребность о. Сахалин в угле, а большая его часть (92,7 %) поставляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Внутри Сахалинской области уголь используется только в качестве энергетического топлива.

Добычу угля на территории Сахалинской области, по состоянию на 01.01.2022 года, производят следующие действующие предприятия:

1. **ООО «КОТЕН»**, на территории МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»;
2. **ООО «Бошняковский угольный разрез»**, на территории МО Углегорский городской округ;
3. **ООО «Западная угольная компания»**, на территории МО Углегорский городской округ;
4. **ООО «Солнцевский угольный разрез»**, на территории МО Углегорский городской округ;
5. **ООО «Горняк-1»**, на территории МО городской округ «Смирныховский» и МО «Невельский городской округ»;
6. **ООО «Сахалинуголь-3»**, на территории МО «Невельский городской округ».

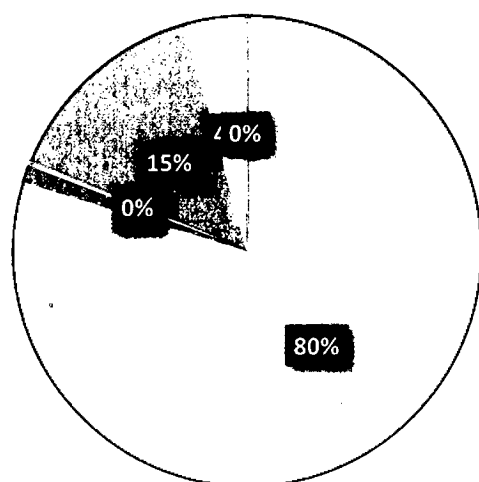
Добыча угля на территории Сахалинской области осуществляется только открытым способом.

Последняя имеющаяся шахта «Ударновская» (ООО «Сахалинуголь-6») была закрыта в 2017 году.

Добыча угля за 2017 – 2021 г.г.

Марка угля	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1ГВ	тыс. тонн	900,8	880,5	1 036,9	18,4	40,7
Г	тыс. тонн	51,1	43,3	26,6	-	-
ДГ	тыс. тонн	-	10,1	46,5	856,1	513,0
ЗБ и Д	тыс. тонн	8 065,2	9 852,6	11 863,3	12 788,5	12 816,6
Всего:	тыс. тонн	9 017,1	10 786,5	12 973,3	13 663,0	13 370,3

Структура добычи угля организациями в 2021 году; тыс.т.



- ООО "Солнцевский угольный разрез"
- ООО "Западная угольная компания"
- ООО "Сахалинуголь-3"
- ООО "Горняк-1"
- ООО "Бошняковский угольный разрез"
- ООО "КОТЕН"

Рисунок 6.4.1. Структура добычи угля угледобывающими организациями Сахалинской области за 2021 год.

Торф

В Сахалинской области известно 198 месторождений и перспективных проявлений торфа с общими ресурсами 1 102,5 млн. т (при 40 % влажности). В государственном балансовом запасе учтено 34 месторождения с общими запасами 560,018 млн.т. Разрабатываются четыре. Основным направлением использования торфа в области остается производство органических удобрений для местных нужд. В небольших объемах имеют место экспортные поставки. В дальнейшем важное направление может занять использование слаботорфяного торфа как сорбента в борьбе с загрязнением вод и поверхности земли нефтепродуктами. В качестве топлива, торф не используется.

Топливные ресурсы, перспективное состояние

Согласно прогнозам по Сахалинской области к 2026 году добыча нефти и попутного нефтяного газа относительно показателей 2021 года снизится на

29 %, добыча газового конденсата увеличится на 8,5 %, а добыча природного газа увеличится на 9,7 %.

Таблица 6.4.4.

План добычи углеводородного сырья на 2022 – 2026 г.г.

Добыча	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Нефть	тыс.тонн	10 635,6	10 744,0	11 096,7	10 317,2	9 648,0
Газовый конденсат	тыс.тонн	1 958,3	2 124,1	2 197,0	3 142,0	2 217,4
Попутный нефтяной газ	млн.м ³	2 436,0	1 973,4	2 368,9	2 147,7	1 649,2
Природный газ	млн.м ³	28 176,3	29 440,5	29 468,9	32 042,7	30 602,5

* данные только по проектам «Сахалин-1; -2; -3»

Планы по переработке углеводородного сырья к 2025 году, относительно показателей 2020 года, прогнозируют прирост по бензину на 11,0 %. Переработка дизельного топлива, мазута и керосина не предусматривается.

Планы по переработке сжиженного природного газа к 2026 году, относительно показателей 2021 года, прогнозируют снижение на 6,2 %.

Таблица 6.4.5.

План переработки углеводородного сырья в 2022 – 2026 г.г.

Производство	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Бензины	тыс.тонн	13,200	13,400	14,100	14,900	н/д
Дизельное топливо	тыс.тонн	-	-	-	-	н/д
Мазут	тыс.тонн	-	-	-	-	н/д
Керосин	тыс.тонн	-	-	-	-	н/д
* Сжиженный природный газ	тыс.тонн	10 854,1	9 845,9,0	10 628,9	10 126,0	9 825,0

*данные по проекту «Сахалин-2»

К 2026 году, относительно показателей 2021 года, прогнозируется увеличение добычи угля на 43,4 %, что в натуральном выражении составляет 10 233,7 тыс. тонн.

Таблица 6.4.6.

План добычи угля на 2022 – 2026 г.г.

Марка угля	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1ГВ	тыс.тонн	50	50	50	50	50
Г	тыс.тонн	-	-	-	-	-
ДГ	тыс.тонн	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
ЗБ и Д	тыс.тонн	16 150	17 650	18 700	20 950	22 554

Марка угля	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Всего:	ТЫС. ТОНН	17 200	18 700	19 750	22 000	23 604

Выводы

Сахалинская область обеспечивает себя в достаточной мере топливными ресурсами (природный газ, уголь). Небольшой объём угля заводится из Кузбасса, только на объекты теплоснабжения Курильских островов. Продукты переработки нефти (бензины, дизельное топливо) почти полностью завозятся с материковой части России.

7. ВЫВОДЫ ПО СИПР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД ДО 2026 ГОДА

При формировании предложений по развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2022 – 2026 г.г. вводы, реконструкции и техническое перевооружение объектов электроэнергетики определялись с учётом инвестиционных программ субъектов энергетики и выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, а также анализа перспективного режима работы электрической сети, проведенного с учётом нагрузки в соответствии с договорами на технологическое присоединение, а также с дальнейшими перспективными планами организаций электроэнергетики по развитию электроэнергетического комплекса Сахалинской области.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей (электростанций) и пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ и выше, в том числе перечень предложений по развитию «центров питания» приведён в главе 4.

8. КАРТА-СХЕМА ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Карта-Схема (схема) электроэнергетики Сахалинской области, является неотъемлемой частью Программы развития электроэнергетики Сахалинской области и включает в себя следующие разделы:

А) Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции; класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ;

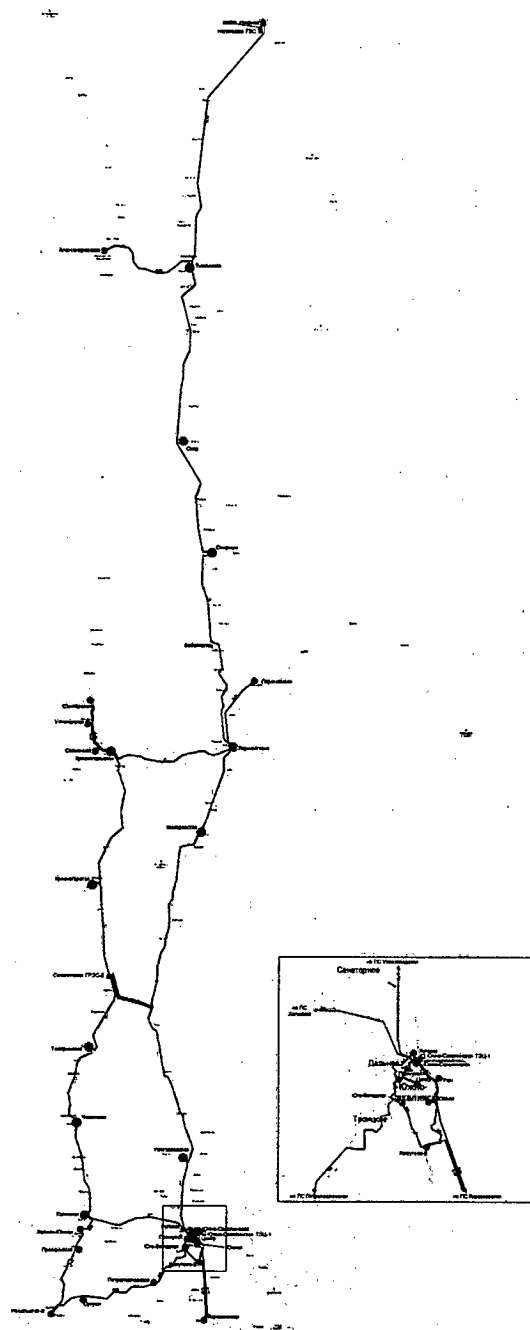
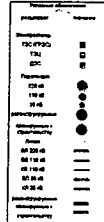
Б) Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт;

В) Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ;

Г) Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках.

А) Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Карта-схема территориальной энергосистемы Сахалинской области
Существующие и планируемые к строительству и вводу из
эксплуатации линии электропередач и подстанции, класс
напряжения которых равен или превышает 110 кВ



Электрические подстанции 110 кВ и выше

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВ*А
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу/	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
Существующие объекты:							
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)							
1	ПС 220 кВ Ногликская	220	-	АТ1	АТДЦТН-63000/220	1989	63
2	ПС 220 кВ Тымовская	220	-	АТ-2	АТДЦТН-63000/220	1983	63
		110	-	Т1	ТДТН-10000/110	1980	10
		110	-	Т2	ТДТН-16000/110	1982	16
3	ПС 220 кВ Онор	220	2005	Т1	ТДТН-10000/220/10	2005	10
4	ПС 220 кВ Смирных	220	-	АТ1	АТДЦТН-63000/220	1989	63
5	ПС 220 кВ Лермонтовская	220					
6	ПС 220 кВ Макаровская	220	1972	Т2	ТДТНГУ-20000/220	1970	20
		220	1972	Т1	ТДТНГ-20000/220	1972	20
7	ПС 220 кВ Углезаводская	220	-	Т2	ТДТНГУ-20000/220	1966	20
		220	-	Т1	ТДТНГУ-20000/220	1970	20
8	ПС 220 кВ Южно-Сахалинская	220	1967	АТ1	АТДЦТН-125000/220	1996	125
		220	1967	АТ2	АТДЦТН-125000/220	2013	125
9	ПС 220 кВ Краснопольская	220	1976	АТ2	АТДТГН-32000/220	1976	32
		220	1976	АТ1	АТДТГН-32000/220	1975	32
10	ПС 220 кВ Красногорская	220	1977/2017	Т1	ТДТН-25000/220	1977	25
11	ПС 220 кВ Томаринская	220	-	Т1	ТДТН-25000/220	1976	25
12	ПС 220 кВ Чеховская	220	-	Т1	ТДТН-25000/220	1975	25
13	ПС 220 кВ Холмская	220	1969-1971	АТ1	АТДЦТН-63000/220	1989	63
		220	1969-1971	АТ-2	АТДЦТН-63000/220	1983	63
		110	1969-1971	Т1	ТДТН-25000/110	1981	25
1	ПС 110 кВ Александровская	110	-	Т1	ТДТН-16000/110	1984	16
		110	-	Т2	ТДТН-16000/110	1985	16
2	ПС 110 кВ Поронайск	110	-	Т1	ТДТН-25000/110	1985	25
		110	-	Т2	ТДТН-25000/110	1984	25

№	Подстанции			Трансформаторы			Установленная мощность, МВ*А
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу/	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
3	ПС 110 кВ Углегорская	110	1981	T2	ТДТН-16000/110	1981	16
		110	1981	T1	ТДТН-16000/110	1982	16
4	ПС 110 кВ Шахтерская	110	1985	T2	ТДТНГ-15000/110	1985	15
		110	1985	T1	ТДТН-16000/110	1985	16
5	ПС 110 кВ Луговая	110	1984	T1	ТДТН-40000/110	2016	40
		110	1984	T2	ТДТН-40000/110	2017	40
6	ПС 110 кВ Промузел	110	1972	T1	ТДТН-25000/110	1970	25
		110	1972	T2	ТДТН-25000/110	1976	25
7	ПС 110 кВ Центр	110	1975/2012	T-2	ТДТН-63000/110	2011	63
		110	1975/2012	T1	ТДТН-63000/110	2011	63
8	ПС 110 кВ Южная	110	1969/2014	T1	ТДТН-40000/110	1999	40
		110	1969/2014	T2	ТДТН-40000/110	1987	40
9	ПС 110 кВ Хомутово-2	110	-	T2	ТДТН-40000/110	2011	40
		110	-	T1	ТДТН-40000/110	2011	40
10	ПС 110 кВ Юго-Западная	110	2013/2017	T1	ТДТНГУ-20000/110	2013	20
		110	2013/2017	T2	ТДТН-40000/110 УХЛ1	2017	40
11	ПС 110 кВ Корсаковская	110	1973	T1	ТДТН-40000/110	2003	40
		110	1973	T2	ТДТН-40000/110	2011	40
12	ПС 110 кВ Петропавловская	110	-	T3	ТДТН-16000/110	2014	16
13	ПС 110 кВ Холмск-Южная	110	1960/2017	T2	ТДТН-10000/110	1992	10
		110	1960/2017	T1	ТДТН-10000/110	1984	10
14	ПС 110 кВ Правдинская	110	1960	T1	ТДТН-10000/110	1970	10
15	ПС 110 кВ Невельская-2	110	2016	T1	ТДТН-16/110ВМУ 1	2016	16
		110	2016	T2	ТДТН-16/110ВМУ 1	2016	16
16	ПС 110 кВ Петропавловская	110	-	T3	ТДТН-16000/110	2014	16
Объекты планируемые к строительству:							
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)							
1	ПС 110 кВ	110		T1			16

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВ*А
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу/	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
							16

Таблица 8.2.

Линии электропередач 110 кВ и выше

№	Диспетчерское наименование ЛЭП	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
Существующие объекты:						
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)						
1	Д-1 ПС «Лермонтовка» - ПС «Макаровская»	220	1967	43,38	43,38	АСК-300
2	Д-2 ПС «Лермонтовка» - ПС «Краснопольская»	220	1970	64,695	68,448	АСУ-300 АСК-240
3	Д-3 «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Макаровская»	220	1966	145,304	166,604	АСК-300, АЕРО-Z 301
4	Д-4 ПС «Красногорская» - ПС «Краснопольская»	220	1975	69,45	73,775	АСК-240
5	Д-5 «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Углезаводская»	220	1966	103,15	125,25	АСК-300
6	Д-6 «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Красногорская»	220	1973	54,375	58,74	АС-240/56, АСК-300
7	Д-7 ПС «Углезаводская» - ПС «Южно-Сахалинская»	220	1966	38,2	75101,2	АСК-300
8	Д-8 «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Томаринская»	220	1973	41,39	41,8478	АС-240/56
9	Д-9 ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Холмская»	220	1969	56,20	58,887	АС-240, АСК-240
10	Д-10 ПС «Чеховская» - ПС «Томаринская»	220	1972	39,616	40,1416	АСК-240

№	Диспетчерское наименование ЛЭП	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
11	Д-11 ПС «Лермонтовка» - ПС «Смирныховская»	220	1978	92,2	94,4	АСК-240; АСК-300
12	Д-12 ПС «Холмская» - ПС «Чеховская»	220	1971	45,04	45,1078	АСК-240
13	Д-13 ПС «Смирныховская» - ПС «Тымовская»	220	1978	133,648	133,648	АС-240
1	С-1 ПС «Промузел» - ПС «Луговая»	110	2016	6,2	6,2	АЕРО-Z АААС Z301AZF
2	С-2 ПС «Южная» - ПС «Хомутово-2»	110	2013	8,813	10,846	АЕРО-Z261
3	С-3 ПС «Промузел» - ПС «Юго-Западная»	110	2012	4,055	4,055	СИП-7 1x185-110
4	С-4 ПС «Южно- Сахалинская» - «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	110	2013	1,027	1,027	ПвКП2г 400мм2
5	С-5 ПС «Петропавловская» - ПС «Юго-Западная»	110	2015	6,2	12493	АЕРО-Z261
6	С-6, С-7 ПС «Южно- Сахалинская» - «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	110	2013	1,271	1,271	АЕРО-Z261
		110	2013	0,2	0,2	ПвКП2г 400мм2
7	С-9 ПС «Юго-Западная» - ПС «Хомутово-2»	110	2012	7,84	7,84	СИП-7 1x185-110
8	С-10 ПС «Хомутово-2» - ПС «Корсаковская»	110	2015	38,096	40,129	АЕРО-Z261
9	С-11 ПС «Южно- Сахалинская» - ПС «Южная»	110	1968	43,697	47,227	АЕРО-Z 261 (оп.№ 14- 52) АС-120 (оп.№ 1-13, 52- 110), АСК (оп. №111- 189)
		110	2018	1,584		АПвКаПу2г

№	Диспетчерское наименование ЛЭП	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
10	С-12 ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Южная»	110	1968	9,086	12,06	Lamifil 261 (оп.№ 1-45), АС-120
		110	2018	1,626		АПвКаПу2г
11	С-13, С-14 ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Центр» - ПС «Промузел»	110	1973	6,4	12,8	АААС- Z261
12	С-15 ПС «Южно-Сахалинская» - «Южно-сахалинская ТЭЦ-1»	110	1976	0,808	1	АС-120
13	С-16 ПС «Южно-Сахалинская» - «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	110	1976	0,808	0,808	АС-120
14	С-17 ПС «Южно-Сахалинская» - «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	110	1984	1,022	1,022	АС-240
15	С-18 ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Луговая»	110	1983	1,26	1,26	АС-120
16	С-19 ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Луговая»	110	1983	1,26	1,26	АС-120
17	С-20 ПС «Петропавловская» - ПС «Невельская-2»	110	2014	58,305	58,305	АЕРО-Z261
18	С-21 ПС «Холмская» - ПС «Холмск-Южная»	110	1970	10,6117	17,0487	АСК-120, АС-120, АС-240, АСК 150/19
19	С-22 ПС «Холмск-Южная» - ПС «Правдинская»	110	1970	50,23	55,3232	АСК-120, АС-150
20	С-31 ПС «Лермонтовка» - ПС «Поронайская»	110	1965	35,4	35,4	АСК-120
21	С-41, С-42 ПС «Краснопольская» - ПС «Шахтерская»	110	1971, 1980	28,605	28,605	АСК-120

№	Диспетчерское наименование ЛЭП	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
22	С-52 ПС «Тымовская» - ПС «Александровская»	110	1985	48,161	48,161	АС-120
23	С-53 «НГЭС» - ПС «Ногликская»	110	1999	0,8	1	АС-240
24	С-53 «НГЭС» - ПС «Ногликская»	110	1999	0,8	1	АС-240
25	С-55 ПС «Тымовская» - ПС «Ногликская»	110	1989	115,4	115,4	АС-240; АСК-240
Объекты, планируемые к строительству:						
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)						
1	Заходы на ПС «Солнечная» с (С-41; С-42)	110		1,8		АЕРО-Z

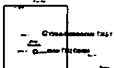
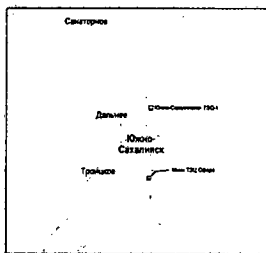
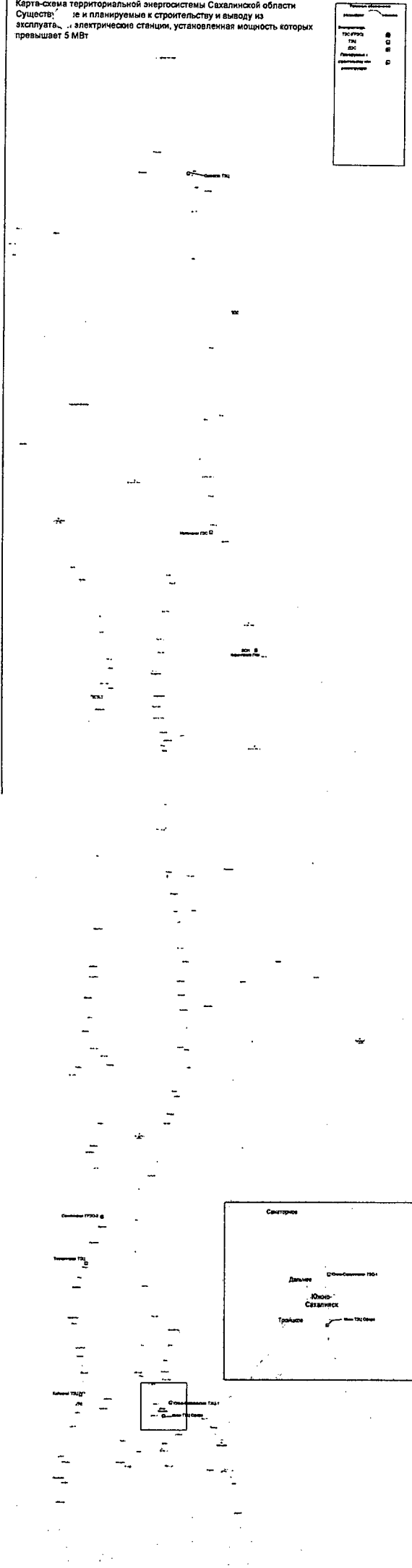
Б) Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Существующие и планируемые к строительству и выводу их эксплуатации электрические станции, мощностью 5,0 МВт и выше

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
Существующие объекты:			
«Северный энергорайон»			
«Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	99,0	216
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	455,24	542,5
«Сахалинская ГРЭС»	ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго»	120,0	-
«Ногликская газовая электрическая станция»	АО «НГЭС»	48,0	-
«Томаринская ТЭЦ»	МУП «Водоканал»	5,0	30,96
«Холмская ТЭЦ»	МУП «Тепло»	6,5	37,41
Энергорайон «Кириного ГKM»			
Электростанция собственных нужд Кириного ГKM	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	9,28	9,2
Энергорайон «Сфера»			
Мини ТЭЦ «Сфера»	ООО «СахГЭК»	7,2	7,32
Объекты планируемые к выводу:			
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
«Ногликская газовая электрическая станция»	АО «НГЭС»	48,0	-
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	100,0	-
Объекты планируемые к строительству:			
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
«Ногликская ТЭС»	-	48,0	-
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	100,0	-

Карта-схема территориальной энергосистемы Сахалинской области
 Существующие и планируемые к строительству и вводу из
 эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых
 превышает 5 МВт

Легенда	
Электростанция	■
ТЭС	□
ЭС	□
Гидроэлектростанция	□
Солнечная электростанция	□
Ветроэнергетическая электростанция	□

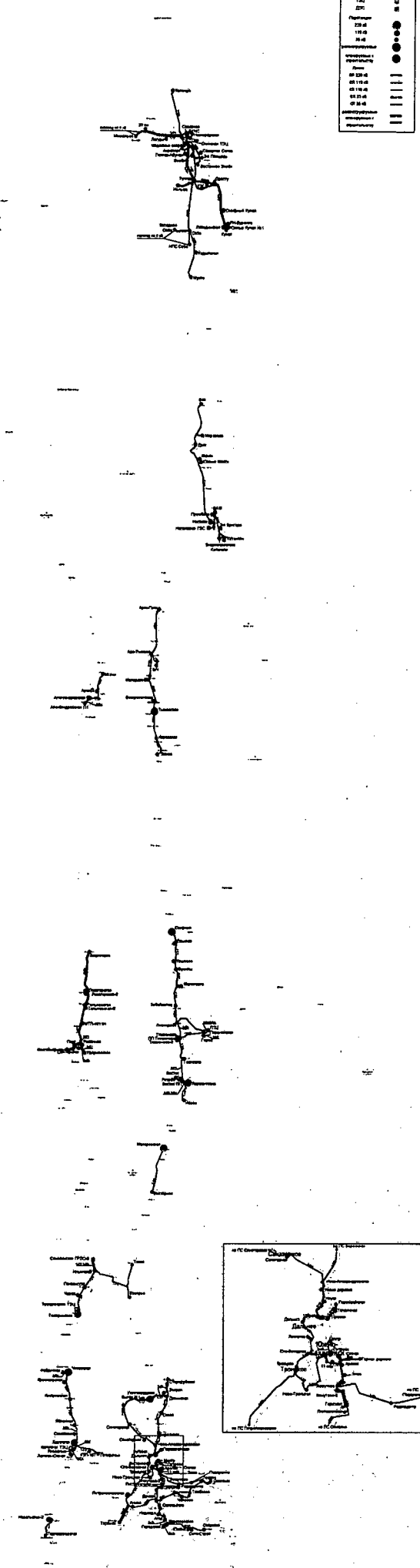


В) Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.

Электрические подстанции ниже 110 кВ

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
Существующие объекты:							
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)							
ПАО "Сахалинэнерго"							
1.	Кировская	35	-	T1	ТМН-2500/35-85 У1	1993	2,5
		35	-	T2	ТМН-4000/35-85 У1	1982	4
2.	Ясное	35	-	T2	ТМН-2500/35-85 У1	1987	2,5
3.	Воскресеновка	35	-	T1	ТМН-1600/35-У1	1991	1,6
		35	-	T2	ТМН-1600/35-У1	1991	1,6
4.	Молодёжное	35	-	T1	ТМН-2500/35-85 У1	1988	2,5
5.	Адо-Тымово	35	-	T1	ТМН-1600/35-У1	1978	1,6
6.	Арги-Паги	35	-	T1	ТМ-1600/35-У1	1986	1,6
		35	-	T2	ТМ-1600/35-У1	1988	1,6
7.	Александровская П1	35	-	T1	ТМ-4000/35-85 У1	2009	4
		35	-	T2	ТМ-4000/35-85 У1	2006	4
8.	Арково	35	-	T1	ТМ-250/35 У1	1980	0,25
9.	Мгачи	35	-	T1	ТМН-2500/35-85 У1	1991	2,5
		35	-	T2	ТМН-2500/35-85 У1	1991	2,5
10.	Буюклы	35	-	T1	ТАМ - 1800/35	1965	1,8
		35	-	T2	ТАМ - 1800/35	1967	1,8
11.	Кошевое	35	-	T1	ТМ -380-35/6	1974	0,38
12.	Восток	35	-	T1	ТМ-1,6-35/10	1968	1,6
		35	-	T2	ТМ-1,6-35/10	1968	1,6
13.	Гастелло	35	-	T1	ТМ-2,5-35/10	2005	2,5
14.	Город	35	-	T1	ТМ-4,0-35/10	1970	4
15.	Заозерная	35	-	T1	ТМ-2500/35-73У1	1991	2,5
		35	-	T2	ТМ-2500/35-73У1	1991	2,5
16.	Леонидово	10	-	T1	ТМ-4000/35	1983	4

Территориальная энергосистема	
Вид линии	Символ
Высоковольтная	—
150 кВ	—
110 кВ	—
Среднетеневая	—
35 кВ	—
10 кВ	—
Стационарные	•
Строительные	•
Сезонные	•
Сезонно-высоковольтные	•
Сезонно-10 кВ	•
Сезонно-35 кВ	•
Сезонно-110 кВ	•
Аварийные	•
Сезонно-аварийные	•



№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
		10	-	T2	ТМН-4000/35-73У1	1986	4
17.	Лермонтово	35	-	T1	ТМ-1,0/35	2011	1
18.	Малиновка	10	-	T1	ТМ-2,5-35/10	1983	2,5
19.	Новое	35	-	T1	ТМ-2,5-35/10	1992	2,5
20.	Разрез	35	-	T1	ТМ-2,5/35/6	2016	2,5
		35	-	T2	ТМН-6,3/35/6	1995	2,5
21.	Тихменево	10	-	T1	ТМ-1600-35/10	2006	1,6
22.	Забайкалец	10	-	T1	ТМ-2,5-35/10	1983	2,5
23.	Быков	35	1997	T1	ТМН-4000-35/6	1997	4
		35	1997	T2	ТМН-4000-35/6	1997	4
24.	Долинская	35	1959	T1	ТДНС-10,5-35	2009	10,5
		35	1959	T2	ТДНС-10,5-35	2012	10,5
25.	Сокол	35	1970	T1	ТМ-4000/35/10	1977	4
		35	1970	T2	ТМ-4000/35/10	1977	4
26.	Березняки	35	1979	T1	ТМ-2500/35/10	2011	2,5
		35	1979	T2	ТМ-2500/35/10	2011	2,5
27.	Стародубская	35	1975	T1	ТМ-6300/35/10	2013	6,3
		35	1975	T2	ТМ-2500/35/10	1987	2,5
28.	Эверон	35	2010	T1	ТМ-2500/35УХЛ1	2014	2,5
		35	2010	T2	ТМ-2500/35УХЛ1	2010	2,5
29.	Бошняково	35	-	T1	ТМ-1,6-35	2015	1,6
		35	-	T2	ТМ-1,6-35	2017	1,6
30.	Лесогорская	35	1969	T1	ТМ-1000/35	1968	1
31.	МТП 4611 Надеждино	35	-	T1	ТМ-250-35/0,4	1984	0,25
32.	Районная	35	-	T1	ТМН 1000/35-72У1	1982	1
		35	-	T2	ТМ 40000/35	1974	40
33.	Тельновская	35	-	T1	ТМ-1000/35	1968	1
34.	Ударновская	35	1968	T1	ТМ-4000/35-73У1	1977	4
		35	1968	T2	ТМ-4000/35-73У1	1977	4
35.	Пензенская	35	1988	T1	ТМ-2500/35/10	1988	3
		35	1988	T2	ТМ-2500/35-10	1988	3
36.	Костромская	35	1986	T1	ТМ-2500/35/10	2015	3
		35	1986	T2	ТМ-2500/35/10	2016	3

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
37.	Красноярская	35	2008	T1	ТМ-1600/35/10	2008	2
38.	Ливадных	10	1974	T1	ТМН-6300/35	2004	6,3
		10	1974	T2	ТМ-6300/35	1992	6,3
39.	КТП-107	0,4	2019	T1	ТМГ-25/35/0,4 У1	2019	0,25
40.	Пятиречье	10	1981	T1	ТМ-1600/35-67У1	1981	1,6
		10	1981	T2	ТМ-1600/35-67У1	1981	1,6
41.	Симаково	10	1991	T1	ТМ-1800/35	2012	1,8
42.	Фабричная	35	1959	T1	ТМ-2500/35-69 У1	1980	2,5
		35	1959	T2	ТМН-2500/35 У1	1990	2,5
43.	Яблочная	10	1983	T1	ТМ-2500/35/10	1977	2,5
		10	1983	T2	ТМ-2500/35-10	2014	2,5
44.	Чурай	35	2011	T1	ТМ-25/35-0,4	2011	0,025
45.	Надежда	35	2018	T1	ТМГ-25/35	2018	0,25
46.	Городская	35	2013	T1	ТДНС-10000/35 ВМ У1	2013	10
		35	2013	T2	ТДНС-10000/35 ВМ У1	2013	10
47.	Дачная	35	1969	T1	ТМ-35-СЭЩ-630-11 УХЛ-1	2015	2,5
48.	Лесная	35	1983	T1	ТМН-2500/35-УХЛ1	2019	2,5
		35	1983	T2	ТМ-2500/35	2018	2,5
49.	Сити Строй	35	2012	T1	ТМ-35-СЭЩ-630-11 УХЛ-1	2012	0,63
50.	Соловьевка	35	1975	T1	ТМН-1600/35 У1	1988	1,6
		35	1975	T2	ТМН-1600/35 У1	2001	1,6
51.	Тамбовка	35	1991	T1	ТМ-1000/35/10,5	1991	1
52.	Чапаево	35	1973	T1	ТМ-1,6-35	1973	1,6
53.	Агар	35	1993	T1	ТМ-4000/35	1993	4
		35	1993	T2	ТМ-4000/35 У1	2002	4
54.	Озерская	35	2008	T1	ТМ-2500/35	2008	2,5
		35	2008	T2	ТМ-2500/35	2008	2,5
55.	Олимпия	35	2007	T1	ТМН-6300/35 УХЛ1	2007	6,3
		35	2007	T2	ТМН-6300/35 УХЛ1	2007	6,3
56.	Радиоцентр	35	2003	T1	ТМН-6300/35	2003	6,3
		35	2003	T2	ТМН-6300/35	2003	6,3
57.	Петропавловская	35	-	T1	ТМН-2500/35	1973	2,5

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
58.	Анивская	35	-	T2	ТМ-2500/35	1973	2,5
		35	-	T1	ТМН-6300/35	1983	6,3
		35	-	T2	ТМН-6300/35	1983	6,3
59.	Троицкая	35	-	T1	ТМ-6300/35	1974	6,3
		35	-	T2	ТМН-6300/35	2007	6,3
60.	Таранай	35	-	T1	ТМН-6300/35	2017	6,3
		35	-	T2	ТМН-6300/35	2017	6,3
61.	Ново-Троицкая	35	-	T1	ТМН-10000/35	2015	10
		35	-	T2	ТМН-10000/35	2015	10
«Северный энергорайон»							
ООО «Охинские электрические сети»							
62.	Оха	36,75	2017	T-1	ТДНС	-	16
		35	2017	T-2	ТДНС	-	16
63.	Новгородская	35	1981	T-1	ТМН	-	6,3
		35	1981	T-2	ТМН	-	6,3
64.	Лагури	35	1981	T-1	ТМ	-	1
			1981	T-2		-	
65.	Москальво	35	1981	T-1	ТМ	-	1
		35	1981	T-2	ТМ	-	1
66.	28км	35	1976	T-1	ТМ	-	1
			1983	T-2	ТМ	-	
67.	Аэропорт	35	1974	T-1	ТМ	-	1
			1974	T-2	ТМ	-	
68.	Медвежье озеро	35	1976	T-1	ТОНь	-	4
		35	1983	T-2	ТМН	-	4
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»							
69.	ПС 35/6кВ "БКНС"	35	1999	T-1	ТМ-4000/35	-	4
		35	1998	T-2	ТОНь-4000/35	-	4
70.	ПС-35/6кВ "Северная"	35	2010	T-1	ТМН-4000/35 У1	-	4
		35	2009	T-2	ТМН-4000/35 У1	-	4
71.	ПС 35/6кВ "Колендо"	35	2017	T-1	ТМН 2500/35	-	2,5
		35	2017	T-2	ТМН 2500/35	-	2,5
72.	ПС 35/6кВ "Эхаби"	35	2016	T-1	ТМН 2500/35	-	2,5
		35	2017	T-2	ТОНь-4000/35	-	4
73.	ПС 35/6кВ "Гиляко-Абунан"	35	2007	T	ТМ-1000/35	-	1
74.	ПС 35/6кВ "Восточное Эхаби"	35	2014	T-1	ТМ-1600/35	-	1,6
		35	1983	T-2	ТМ-1800/35	-	1,8
75.	ПС 35/6кВ "Сахарная сопка"	35	2020	T	ТМ-1600/35	-	1,6
76.	ПС 35/6кВ "2 площадь"	35	2012	T-1	ТМ-1600/35	-	1,6
		35	2012	T-2	ТМ-1600/35	-	1,6
77.	ПС 35/6кВ "Тунгор"	35	2011	T-1	ТМН 2500/35-4 УХЛ1	-	2,5
		35	2011	T-2	ТМН 2500/35-4 УХЛ1	-	2,5

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
78.	ПС 35/6кВ "Одопту"	35	2012	Т-1	ТМН 2500/35 У1	-	2,5
		35	2008	Т-2	ТМН 2500/35 У1	-	2,5
79.	ПС 35/6кВ "Южный купол №1"	35	2019	Т	ТМГ-100/35	-	0,1
80.	ПС 35/6кВ "Северный купол"	35	2015	Т-1	ТМН-4000/35	-	4
		35	2015	Т-2	ТМН-4000/35	-	4
81.	ПС 35/6кВ "Южный купол"	35	2011	Т-1	ТМН-4000/35	-	4
		35	2019	Т-2	ТМН-4000/35	-	4
82.	ПС 35/6кВ "Нельма"	35	1999	Т	ТМ-1000/35 У1	-	1
83.	ПС 35/6кВ "Мухто"	35	2016	Т-1	ТМ-1600/35	-	1,6
		35	2014	Т-2	ТМ-1800/35	-	1,8
84.	ПС 35/6кВ "Кадыланы"	35	2016	Т	ТМ-1000/35	-	1
85.	ПС 35/6кВ "Западное Сабо"	35	2017	Т-1	ТМ-1000/35	-	1
		35	2017	Т-2	ТМ-1000/35	-	1
86.	ПС 35/6кВ "Н/П Сабо"	35	2017	Т	ТМ-1000/35 У1	-	1
87.	ПС 35/6кВ "Центральное Сабо"	35	2012	Т	ТМ-1000/35	-	1
88.	ПС 35/0,4кВ "Лебинидское"	35	2017	Т-1	ТМН-1600/35	-	1,6
		35	2017	Т-2	ТМН-1600/35	-	1,6
89.	ПС-35/0,4кВ "УЗГ"	35	2009	Т	ТМ-400/35	-	0,4
90.	ПС35/6 кВ «Катангли» №1	35	1985	1Т	ТМ-4000/35-73У1	-	4
		35	1982	2Т	ТМ-4000/35-64У1	-	4
91.	ПС 35/6 кВ «2-я Бригада» №2	35	1973	1Т	ТМ-2500/35-УХЛ1	-	2,5
92.	ПС 35/6кВ «Южные Монги» №5	35	-	1Т	ТМН-2500/35-У1	-	2,5
93.	ПС 35/6кВ «Монги» №6	35	1995	1Т	ТМ-6300/35 У1	-	6,3
		35	1986	2Т	ТМ-4000/35-64 У1	-	4
		35	2001	3Т	ТМ-4000/35 У1	-	4
94.	ПС 35/6кВ «Даги» №7	35	1995	2Т	ТМ-4000/35-64У1	-	4
		35	2008	3Т	ТМ-4000/35 У1	-	4
95.	ПС 35/6кВ «Мирзоева»	35	2021	1Т	ТОНЬ-4000/35	-	4
		35	2021	2Т	ТМ-4000/35-УХЛ1	-	4
Объекты планируемые к строительству:							
96.	ПС «Медвежье Озеро» - 35/6 кВ	35		1Т			2,5
		35		2Т			2,5
97.		35		1Т			6,3

№	Подстанция			Трансформаторы			Установленная мощность, МВА
	Наименование и подстанционный номер	Класс напряжения	Год ввода в работу	Дисп. наим.	Тип	Год установки	
98.	ПС «Новгородская» - 35/6 кВ	35		2Т			6,3
99.	ПС «Горизонт» 35/10 кВ	35		1Т			
		35		2Т			
100	ПС «Тихая» 35/6 кВ	35		1Т			
		35		2Т			
101	ПС «28 км» - 35/6 кВ	35		1Т			1
		35		2Т			1
102	ПС «Лагури» - 35/6 кВ	35		1Т			1
		35		2Т			1
103	ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ	35		1Т			1
		35		2Т			1
104	ПС «ПСП» - 35/6 кВ	35		1Т			6,3
		35		2Т			6,3
105	ПС «Конвейерная-1» - 35/6 кВ	35		1Т			16
		35		2Т			16
106	ПС 35/10 кВ	35		1Т			4
		35		2Т			4
107	ПС «Тихменево 2»	35		1Т			1,6
		35		2Т			1,6

Таблица 8.5.

Линии электропередач ниже 110 кВ

№	Диспетчерское наименование ЛЭП (начало - конец)	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
Существующие объекты:						
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)						
ПАО "Сахалинэнерго"						
1.	Т-304 ПС Макаровская - ПС Заозёрное	35	1991	28,399	28,399	АС-95; АС-120, АС-300, АСК-120,
2.	Т-308 ПП Восток - ПС Новое	35	1988	12,605	12,605	АС-120
3.	Т-311 - ПС Восток - ПС Разрез	35	1968	9,845	9,845	АС-120; АС-95
4.	Т-312 ГРЭС - ПС Восток - ПС Разрез	35	1968	9,845	9,845	АС-120; АС-95
5.	Т-317 ПС Поронайская - ПС Леонидово	35	1982	24,3	24,3	АС-150
6.	Т-318 ПС Поронайская - ПС Тихменево	35	1935	15,923	15,923	АС-70; АС-95
7.	Т-319 ПП Восток - ПС Гастелло	35	1976	16,54	16,54	АС-120/27; АС-95/16
8.	Т-320 ПС Леонидово - ПС Тихменево	35	1934	9,9	9,9	АС-70
9.	Т-321 ПС Леонидово - ПС Забайкалец	35	1981	24,3	24,3	АС-150

№	Диспетчерское наименование ЛЭП (начало – конец)	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
10.	Т-322 ПС Смирных - ПС Буюклы с отпайками на ПС Кошевое, ПС Ельники	35	1978	23,349	23,349	АС-95
11.	Т-323 ПС Поронайская - ПС Город	35	1978	1,5	1,5	АС-95
12.	Т-324 ПС Малиновка - ПС Буюклы	35	1974	13,6	13,6	АС-95
13.	Т-325 ПС Забайкалец - ПС Малиновка	35	1981	13,9	13,9	АС-95; АС-150
14.	Т-326 ПС Гастелло - ПС Тихменев	35	1973	12,986	12,986	АС-95, АС-120, АС-70
15.	Т-406 ПС Шахтерская - ПС Ударновская	35	1960	4	4	АС-120
16.	Т-408 ПС Шахтёрская - ЦЭС	35	1990	4	4	АС-120
17.	Т-451 ЦЭС - ПС Районная	35	1979	4,8	4,8	АС-95; АС-120
18.	Т-452 ПС Районная - ПС Ударновская	35	1979	5,3	5,3	АС-95; АС-120
19.	Т-461 ЦЭС - ПС Тельновская	35	1934	29,007	29,007	АС-120
20.	Т-459 ПС Бошняково - ПС Тельновская	35	1934	34,8	34,8	АС-95
21.	Т-501 (29л-Тм-10) ПС Тымовская - ПС Восход	35	1982	7,2	7,2	АС-95
22.	Т-502 ПС Тымовская - ПС Адо-Тымов	35	1991	33,495	33,495	АС-120
23.	Т-504 ПС Тымовская - ПС Кировская	35	1996	15,6	15,6	АС-70
24.	Т-505 ПС Кировская - ПС Ясное	35	2001	10,7	10,7	АС-70
25.	Т-507 ПС Адо-Тымов – ПС Арги-Паги	35	1999	25,3	25,3	АС-70
26.	Т-523 (Д-17) ПС Ноглинская – ПС Даги	35	1985	38,392	38,392	АСК-240
27.	Т-509 ПС Александровская - ПС Мгачи	35	1986	20,678	20,678	АПСКПз-150
28.	Т-512 ПС Александровская – ПС Александровская П1	35	1986	4,97	4,97	АС-95
29.	Т-201 (С-23) ПС Невельская-2 - ПС Горнозаводская	35	1973	12,525	12,525	АСК-120 (оп.№ 11-46) АЕРО-Z 261 (оп.№ 1-11)
30.	Т-205 ПС Холмская - ПС Симаково - ПС Яблочная	35	1987	13,8	13,8	АС-120
31.	Т-206 ПС Яблочная - ПС Костромская	35	1987	18,9	18,9	АС-150
32.	Т-207 ПС Чеховская - ПС Костромская с отпайкой на ПС Красноярская	35	1987	17,203	17,203	АСКП-150
33.	Т-208 ПС Чеховская - ПС Фабричная	35	1984	3,6	3,6	АС-120
34.	Т-217 ПС Холмская - ПС Ливадных	35	1990	3,5	3,5	АС-120, АС-2КП-120
35.	Т-218 ПС Холмская - ПС Пятиречье	35	1975	17,02	17,35	АС-120
36.	Т-219 ПС Пензенская - ПС Ильинская	35	1977	12,412	12,412	АСК-120, АС-70

№	Диспетчерское наименование ЛЭП (начало – конец)	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
37.	Т-222 ПС Холмск-Южная - ПС Ливадных	35	1992	3,837	3,837	АС-120
38.	Т-224 (15л-Х-6) ПС Холмская - Южная-ТЭЦ ЦБЗ	35	1991	2,245	2,245	АС-120
39.	Т-230 ПС Томаринская - ПС Пензенская	35	1978	18,78	18,78	АСК-120
40.	Т-232 СГРЭС-2 - ПС Ильинская	35	2019	8,335	8,335	ПЗВГ 1*120-35
41.	Т-233 СГРЭС-2 - ПС Ильинская	35	2019	8,335	8,335	ПЗВГ 1*120-35
42.	Т-109 ПС Загорская – ПС Синегорская	35	1978	20,011	20,011	АС-95/16
43.	Т-112 ПС Ново-Александровская – ПС Синегорская	35	1974	16,034	16,034	АС-95
44.	Т-113 ПС Ново-Александровская - ПС Березняки	35	1973	9,45	9,45	АС-95
45.	Т-114 Дальняя - ПС Луговая	35	1976	5,42	5,42	АС-95
46.	Т-115 ПС Дальняя - ПС Луговая	35	1976	5,42	5,42	АС-95
47.	Т-116 ПС Ласточка - ПС Дальняя	35	1977	4,35	4,35	АС-120; AEROZ AAACZ 177 (оп.№ 6-13)
48.	Т-117 ПС Ласточка - ПС Троицкая - ПС Дальняя	35	1973	8,08	8,08	АС-120, АС-95
49.	Т-126 ПС Хомутово-2 - ПС Олимпия	35	1992	11,26	11,26	АС-120
50.	Т-123 ПС Олимпия - ПС Дачная	35	1992	10,102	10,102	АС-120
51.	Т-127 ПС Южная – ПС Аралия	35	1978	2,148	2,148	АС-120
52.	Т-128 ПС Южная – ПС Аралия	35	1978	2,1524	2,1524	АС-120
53.	Т-147 ПС Аралия - ПС Хомутово	35	1978	4,139	4,139	АС-120
54.	Т-148 ПС Аралия - ПС Хомутово	35	1978	4,165	4,165	АС-120
55.	Т-143 ПС Центр - ПС Петрова	35	2018	2,42	4,84	ПвПуг-1х240/50-35
56.	Т-144 ПС Юго-Западная - ПС Петрова	35	2018	2,57	5,14	ПвПуг-1х240/50-35
57.	Т-146 ПС Аралия - ПС 11 микрорайон	35	2017	2,85	2,85	ПвПуг-1х240/52-35
58.	Т-135 ПС Луговая – ПС Первомайская с отпайкой на ПС Тепличная	35	1976	3,059	3,059	АС-95
59.	Т-136 ПС Луговая – ПС Первомайская с отпайкой на ПС Тепличная	35	1976	3,059	3,059	АС-95
60.	Т-137 ПС Луговая – ПС Ново-Александровская	35	1985	8,36	8,36	АС-120
61.	Т-138 ПС Луговая – ПС Ново-Александровская	35	1985	8,25	8,36	АС-120
62.	Т-121 ПС Дачная-ПС Тамбовка	35	1979	12,86	12,86	АС-95
63.	Т-122 ПС Агар-ПС Соловьевка	35	1961	8,92	8,92	АС-95

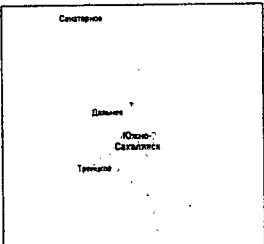
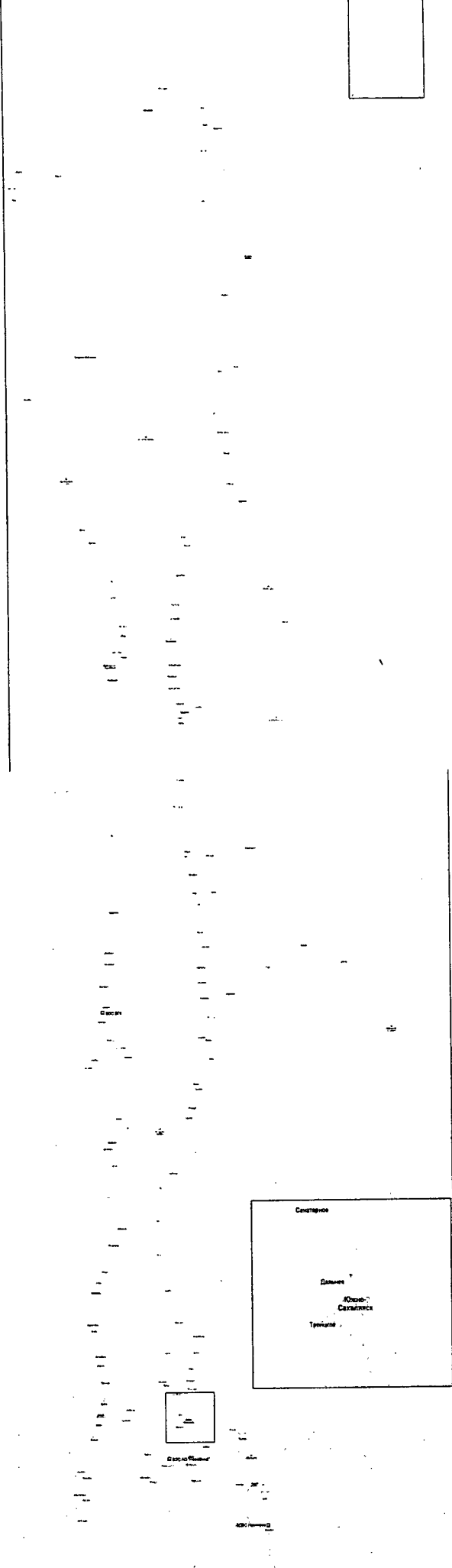
№	Диспетчерское наименование ЛЭП (начало – конец)	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
64.	Т-129 ПС Соловьевка - ПС Дачная	35	1998	5,665	6,105	АС-120
65.	Т-132 ПС Тамбовка - ПС Чапаево	35	1981	5,92	5,92	АС-95
66.	Т-133 ПС Чапаево - ПС Лесная	35	1993	15,43	15,43	АС-95
67.	Т-134 ПС Корсаковская - ПС Городская	35	1967	4,2	4,2	АСК-120
68.	Т-139 ПС Агар - ПС Корсаковская	35	1987	2,876	2,876	АС-120
69.	Т-141 ПС Корсаковская-ПС Озёрская	35	2000	26,68	26,68	АС-70; АС-185; АС-240; АСК-70
70.	Т-142 ПС Юго-Западная - ПС Ново-Троицкая	35	2017	7,7857	7,795	АСПк-120/24; АПВПУг-1x185/35
71.	Т-118 ПС Троицкая - ПС Петропавловская	35	1972	20,7	20,7	АС-95
72.	Т-149 ПС Ново-Троицкая - ПС Троицкая	35	2017	5,155	5,155	АСку-120; АПВПУг-1x185/35-35
73.	Т-119 ПС Петропавловская - ПС Анива	35	1992	10,8	10,8	АС-95
74.	Т-120 ПС ПС Анива - ПС Дачная	35	1992	15,5	15,5	АС-120/19
75.	Т-101 ПС Углезаводская - ПС Долинская	35	1985	9,916	9,916	АС-120/19
76.	Т-102 ПС Углезаводская - ПС Долинская	35	1985	10,056	10,056	АС-120/19
77.	Т-103 ПС Углезаводская - ПС Быков	35	1972	10,3	10,3	АС-120
78.	Т-104 ПС Углезаводская - ПС Быков	35	1972	10,3	10,3	АС-120
79.	Т-105 ПС Быков – ПС Загорская (откл)	35	1972	6,9	6,9	АС-95
80.	Т-106 ПС Быков – ПС Загорская	35	1972	6,9	6,9	АС-95
81.	Т-110 ПС Долинская - ПС Сокол	35	1990	13,8	13,8	АС-120/19
82.	Т-111 ПС Сокол - ПС Березняки	35	1993	16,034	16,034	АС-120/19
83.	Т-130 ПС Долинская – ПС Стародубская	35	1974	9,05	9,05	АС-95
84.	Т-150 ПС Хомутово-2 - ПС Хомутово (I цепь, западная)	35	2021	0,668	0,668	АЕРОZ-177-1z
85.	Т-151 ПС Хомутово-2 - ПС Хомутово (II цепь, восточная)	35	2021	0,668	0,668	АЕРОZ-177-1z
АО "Оборонэнерго"						
86.	ВЛ 35 (ПС Адо-Тымово-ОТП1) Т-515	35	1980	10,4	10,4	АС-95
МУП "Электросервис"						
87.	Т-116, Т-117 ПС "Ласточка" - ВЛ-35кВ Т-116, Т-117	35	2018	1,4934	2,9868	ПвПУг-1x240/25-35
88.	Т-137, Т-138 ПС "Науки" - ВЛ-35кВ Т-137, Т-138	35	2018	0,6946	1,3892	ПвПУг-1x240/25-35
«Северный энергорайон»						

№	Диспетчерское наименование ЛЭП (начало – конец)	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода
				По трассе	В цепях	
ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»						
89.	ВЛ-35кВ Т-600 "Одопту"	35	2013	52,25	52,25	АСК-150
90.	ВЛ-35кВ Т-602 "Колендо"	35	1964	24,8	24,8	АС-50,70,95,120
91.	ВЛ-35кВ Т-603 "Сабо"	35	1963	28	28	АС-50,95,120
92.	ВЛ-35кВ Т-604 "Эхаби"	35	1949	11,1	11,1	АС-70,95
93.	ВЛ-35кВ Т-605 "Сахарная Сопка"	35	1949	3	3	АС-95
94.	ВЛ-35кВ "Мухто"	35	1965	12,2	12,2	АС-120
95.	ВЛ-35кВ "Одопту"	35	1974	14,5	14,5	АС-70
96.	ВЛ-35кВ "Нельма"	35	2006	10,5	10,5	АС-50
97.	ВЛ-35кВ "Западное Сабо"	35	1969	7,3	7,3	АС-50
98.	ВЛ-35кВ "НП Сабо"	35	1967	7,2	7,2	АС-50
99.	ВЛ-35кВ "Лебединское"	35	2019	9,4	9,4	АСК-120
100	ВЛ-35кВ Т522 "НГЭС-Катангли"	35	1976	21,35	21,35	АС-50
101	ВЛ-35кВ Т523 "Оп1 Монги-Вал"	35	1979	50,85	50,85	АС-70
Охинские электрические сети						
102	Т-601 ЛЭП-35 "Новгородская"	35	1973	8,7	-	АС-150, АС-120
103	Т-606 ЛЭП-35 "Москальво"	35	1961	29,8		АС-70, АС-50
104	ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ - "Медвежье озеро"	35	1997			АС-70
Объекты планируемые к строительству:						
105	Строительство ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – ПС «Медвежье озеро»	35		4		АС-70
106	ВЛ 35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская»	35		6		АС-70
107	ВЛ 35 кВ ПС «Вал» – ПС «ПСР»	35		18		
108	ЛЭП 35 кВ от ВЛ Т-451 и Т-408 до ПС «Конвейерная»	35		0,5		
109	Строительство КВЛ 35 от ПС «Радиоцентр» до ПС «Охотская»	35		22,5		
110	Строительство КЛ 35 кВ ПС «Хомутово» - ПС «Горизонт»	35		3,8		
111	Строительство ВЛ Т-231 – ПС «Тихая»	35				

Г) Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках.

Карта-схема территориальной энергосистемы Сахалинской области
 Существующие и планируемые к строительству генерирующие
 объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых
 источников энергии, в отношении которых продажа электрической
 энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных
 рынках

Условные обозначения	
Символ	Описание
□	Генерирующие объекты
○	Генерирующие объекты, планируемые к строительству
○	Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии
○	Генерирующие объекты, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках



**Существующие и планируемые к строительству генерирующие
объекты ВИЭ**

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
Существующие объекты:			
Энергорайон «Новиково»			
ВДЭС «Новиково»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	4,666	-
Объекты планируемые к строительству:			
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
ВЭС «ВГК»	-	67,2	-
ВЭС АО «НоваВинд»	-	100,0	-

к Схеме и Программе
развития электроэнергетики
Сахалинской области
на 2022 – 2026 годы

**Комплексная схема энергоснабжения Курильских островов
на 2022 – 2026 годы и до 2035 года**

ВВЕДЕНИЕ

Комплексная схема энергоснабжения Курильских островов на 2022 – 2026 годы и до 2035 года (далее – Комплексная схема) определяет основные цели и направления формирования предложений по скоординированному развитию электросетевых объектов и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей устойчивое социально-экономическое развитие региона.

Комплексная схема разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, с учётом следующих документов:

- постановления Правительства Сахалинской области от 24.12.2019 № 618 «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года»;

- Протокола совещания «По вопросам развития энергетической инфраструктуры Курильских островов» у Министра энергетики Российской Федерации Шульгинова Н.Г. от 23.08.2021 № НШ-242/2пр;

- Плана социального развития центров экономического роста Сахалинской области, утверждённого распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 № 347-р;

- Государственной программы Сахалинской области «Развитие энергетики Сахалинской области», утверждённая постановлением Правительства Сахалинской области от 31.12.2013 № 808.

- Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 – 2025 годы, утверждённых указом Губернатора Сахалинской области от 29.04.2021 № 24.

В рамках разработки Комплексной схемы выполнены:

- анализ функционирования электростанций и электрических межпоселковых сетей 6 (10) - 35 кВ децентрализованных энергорайонов Курильских островов Сахалинской области за период 2017 - 2021 годов;
- прогноз развития электрогенерирующего комплекса и балансовой ситуации по электроэнергии и мощности децентрализованных энергорайонов Курильских островов Сахалинской области на период 2022 - 2026 годов и до 2035 года;
- расчёт электроэнергетических режимов и анализ загрузки центров питания 35 кВ децентрализованных энергорайонов Курильских островов Сахалинской области на период 2022 - 2026 годов и до 2035 года.

На основании выполненных расчетов и анализа полученных результатов: разработаны рекомендации по формированию и развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области; разработаны мероприятия по ликвидации выявленных проблем функционирования энергосистемы.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КУРИЛЬСКИХ ОСТРОВОВ

Курильский архипелаг — цепь из 56 больших и малых островов вулканического происхождения. Они входят в состав Сахалинской области и тянутся с севера на юг от полуострова Камчатки до берегов японского острова Хоккайдо. Самые крупные из них — Итуруп, Парамушир, Кунашир и Уруп, обитаемы только — Парамушир, Итуруп, Кунашир и Шикотан, а кроме них — множество мелких островков и скал, которые протянулись на 1200 км.

По состоянию на 01.01.2021 г., население островов составляет 21,5 тыс. человек, в том числе в МО СевероКурильский городской округ — 2,7 тыс. человек (о. Парамушир), в МО «Курильский городской округ» — 6,8 тыс. человек (о. Итуруп); в МО «Южно-Курильский городской округ» — 12 тыс. чел. (о. Кунашир и о. Шикотан). Перечень муниципальных образований, находящихся на территории Курильских островов, приведён в таблице 1.1. Карта Курильских островов с указанием основных населённых пунктов приведена на рисунке 1.1.

Таблица 1.1.

Перечень муниципальных образований Курильских островов

№	Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население на 01.01.2021, чел.
Курильские острова				
1	Северо-Курильский городской округ	г. Северо-Курильск	3 501,2	2 691
2	«Курильский городской округ»	г. Курильск	5 145,9	6 799
3	«Южно-Курильский городской округ»	п.г.т. Южно-Курильск	1 856,1	12 011

Большая часть островов гориста и имеет вулканическое происхождение. Наибольшая высота 2339 м — остров Атласова, вулкан Алаид.

Курильские острова - это островная дуга, входящее в так называемое Тихоокеанское огненное кольцо, в котором находится большинство действующих вулканов и происходит множество землетрясений, в том числе разрушительных. На Курильских островах насчитывается более 68 вулканов, 36 из которых являются действующими.

Сейсмическая опасность Курильские острова характеризуются сейсмической интенсивностью 9 и более баллов по шкале MSK-64, согласно карт ОСР-2016. На Курильских островах возникают самые крупные в Северной Евразии землетрясения с магнитудой (M) более 8.0. Самые сильные землетрясения возникают на глубине до 80 км в сравнительно узкой полосе между океаническим желобом и Курильскими островами. Сильные землетрясения сопровождаются цунами, с высотой волны 10 - 15 м и выше (Камчатское землетрясение 1952 года, M=8.3, I₀=9 - 10 баллов, цунами высотой более 18 м, разрушен полностью г. Северо-Курильск, погибло более 2000 человек; Шикотанское землетрясение 1994 года, M=8.0, I₀=9 - 10 баллов, цунами высотой до 10 м, погибло 12 человек, причинён огромный материальный ущерб; Симуширские землетрясения 2006 и 2007 годов, M=8.1 - 8.3, I₀=9 - 10 баллов, цунами высотой до 20 м).

Курильские острова отнесены к районам Крайнего Севера.

Продолжительность солнечного сияния на Южных Курилах составляет 1500 - 1600 часов, на Северных Курилах - 1000 - 1200 часов.

Климат Курильских островов слабоконтрастный океанический (морской влажный), с тёплой зимой и нежарким летом, характеризуется высокой влажностью воздуха и частыми туманами (120 - 160 дней в году). Зимой температурные различия между северными и южными островами не превышают 2 °С, в августе они достигают 6 °С. Средняя температура самого холодного месяца (февраля) составляет - 5 °С, средняя температура самого тёплого месяца (августа) достигает + 18 °С (о. Кунашир). Северная часть островов имеет субарктические черты, южные острова близки к умеренному (юго-запад о. Кунашир имеет черты субтропической флоры). Самым тёплым является о. Кунашир, самый мягкий климат — на о. Шикотан.

Для Курильских островов характерны выходы тайфунов и циклонов, сопровождающиеся интенсивными осадками и ураганными ветрами более 40 м/с (на о. Парамушир зарегистрирована скорость ветра 64 м/с). Курильские острова характеризуется большой годовой нормой осадков, в среднем выпадает 1570 мм в год на северных Курилах и 1269 мм в год на южных Курил.

Согласно ПУЭ (действующее издание) Сахалинская область соответствует следующим климатическим условиям: ветровой район IV-VII (36-49 м/с), гололедный район IV-VII (25 - 40 мм).

На территории Курильских островов расположены два аэропорта местного значения (Южно-Курильск (Менделеево), Ясный (Итуруп)). На о. Парамушир есть вертодром, а на острове Шикотан вертолетная площадка.

Общая характеристика энергорайонов Курильских островов

Основными факторами организации электроснабжения на Курильских островах, накладывающими определенные условия и ограничения, являются изолированность энергорайонов и отдаленность населенных пунктов. Также в регионе имеется отдельная категория автономных энергоисточников производственных, технологических, собственных нужд ведомственных и коммерческих предприятий, в основном предприятий нефтегазового, рыбопромышленного секторов экономики.

Таким образом, каждый остров включает в себя несколько изолированных энергорайонов, а именно:

- 1) остров Парамушир:
 - «Северо-Курильский энергорайон».
- 2) остров Итуруп:
 - «Курильский энергорайон»;
 - Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»;
 - Энергорайон «Горячий Ключ»;
 - Энергорайон «Горное»;
 - Энергорайон «Буревестник».
- 3) остров Кунашир:
 - «Южно-Курильский энергорайон»;
 - Энергорайон «Головнино».
- 4) остров Шикотан:
 - Энергорайон «Малокурильское»;
 - Энергорайон «РК «Островной»
 - Энергорайон «Крабозаводское»;
 - Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак».

Курилы

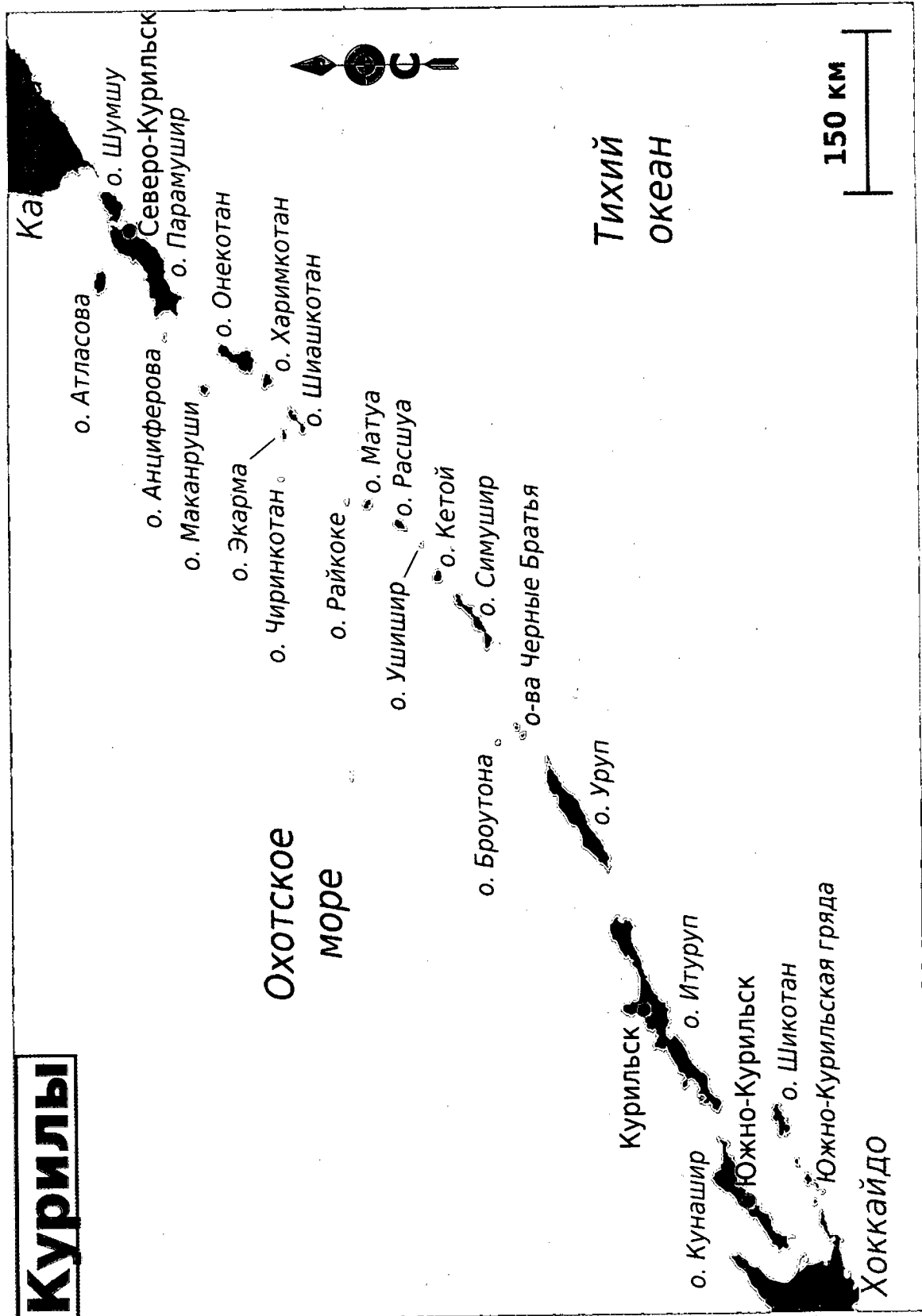


Рисунок 1.1. Карта Курильских островов

Остров Парамушир

Остров Парамушир – самый большой остров северной части Большой гряды Курильских островов. Остров гористый с несколькими выделяющимися вершинами вулканов. Согласно административно-территориальному устройству Российской Федерации о. Парамушир входит в состав муниципального образования Северо-Курильский городской округ Сахалинской области. Административным центром муниципального образования является город Северо-Курильск с населением 2 691 человек.

Парамушир имеет типичное для Курил вулканическое происхождение, вытянут с северо-востока на юго-запад на 120 км, ширина до 30 км, площадь острова составляет 2053 км².

Климат на территории о. Парамушир умеренный морской. Среднегодовая температура воздуха составляет + 2,8 °С, средний максимум температуры находится на уровне + 5,3 °С, средний минимум – + 0,4 °С. Годовое количество осадков очень велико из-за влияния циклонов со стороны Тихого океана. Относительная влажность воздуха в течение года составляет 79 %. Наиболее тёплым месяцем является август, холодным – февраль. Лето прохладное, часты туманы, высока влажность воздуха, часто наблюдаются сильные ветра и пеплопады. Средняя скорость ветра на о. Парамушир составляет 3,7 м/с.

Пассажирское сообщение на о. Парамушир имеется только с Камчатским краем. В г. Северо-Курильск из г. Петропавловск-Камчатский летают вертолеты авиакомпании «Витязь Аэро» и ходит теплоход «Гипанис». Воздушное и морское сообщения имеют расстояние между этими населенными пунктами порядка 300 - 320 км.

Экономическая активность в г. Северо-Курильск в основном связана с добычей и переработкой рыбы и морепродуктов. Имеется рыбный порт и несколько крупных рыбодобывающих и рыбоперерабатывающих предприятий.

Остров Итуруп

Остров Итуруп вытянут с северо-востока на юго-запад на 200 км, ширина составляет от 7 до 27 км. Площадь — 3174,71 км². Длина береговой линии достигает 581,9 км. Состоит из вулканических массивов и горных кряжей. На острове насчитывается 20 вулканов, из них девять - действующие. На острове множество водопадов, в том числе один из самых высоких в России — водопад Илья Муромец (141 м), находящийся на полуострове Медвежий; озёра, горячие и минеральные источники. Итуруп отделён проливом Фриза от о. Уруп, расположенного в 40 км к северо-востоку; проливом Екатерины — от о. Кунашир, расположенного в 22 км к юго-западу.

Согласно административно-территориальному устройству Российской Федерации о. Итуруп входит в состав муниципального образования «Курильского городского округа» Сахалинской области, административным центром которого является город Курильск с населением 1 603 человек. В состав территории муниципального образования «Курильский городской округ» входят следующие населенные пункты:

- город Курильск;
- село Рейдово;
- село Китовое;
- село Рыбаки;
- село Горячий Ключ;
- село Буревестник;
- село Горное.

Климат острова в целом классифицируется как умеренный морской. Однако он осложнён муссонной составляющей, а также существенным различием в микроклимате между Охотоморской и Тихоокеанской частью. В целом лето на острове влажное и довольно прохладное. Из-за повышенной влажности самым тёплым месяцем года является август, когда среднесуточные температуры достигают +14 °С. Зимы на острове значительно мягче чем на континенте, характеризуются частыми снегопадами и оттепелями. Благодаря огромным запасам снега в холодный период успешно выживают многие южные растения, а летом тающие снежники поддерживают оптимальное водоснабжение влаголюбивых видов. Среднегодовая температура воздуха — 4,9 °С. Относительная влажность воздуха — 74,7 %. Средняя скорость ветра — 6,9 м/с.

Остров Кунашир

Остров вытянут с северо-востока на юго-запад на 123 км, ширина от 7 до 30 км. Его южная часть заканчивается узким песчаным полуостровом Весловским длиной до 8,5 км, северная — полуостровом Ловцова. Общая площадь — 1550 км². Длина береговой линии достигает 343,4 км.

В центральной части острова на берегу Южно-Курильского пролива расположен п.г.т. Южно-Курильск — административный центр муниципального образования «Южно-Курильского городского округа». Большая часть населенных пунктов расположена вблизи административного центра, исключение составляют село Дубовое и село Головнино, расположенные в южной части острова.

Перечень жилых населенных пунктов, находящихся на острове Кунашир приведен ниже:

- посёлок городского типа Южно-Курильск;
- село Отрада;
- военный городок Лагунное;
- военный городок Горячий Пляж;

- село Менделеево;
- село Дубовое.

Месторасположение населенных пунктов о. Кунашир с постоянно проживающим населением приведено на рисунке 1.2.

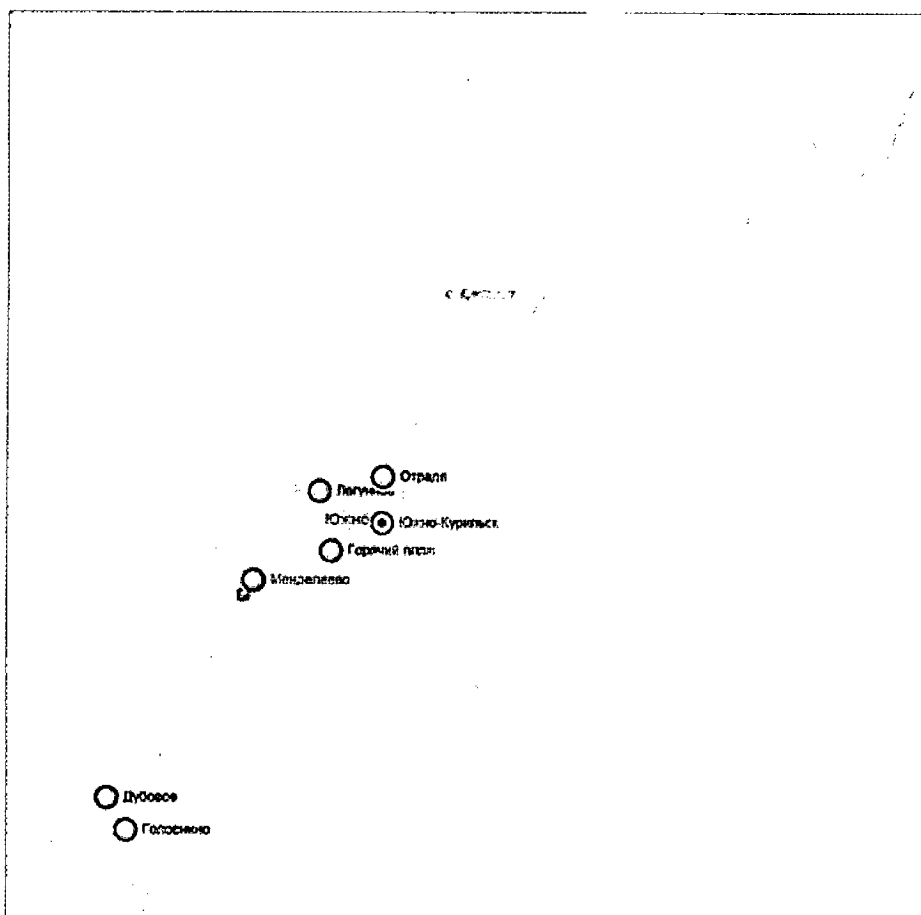


Рисунок 1.2. Населенные пункты о. Кунашир с постоянно проживающим населением.

Основу природного каркаса МО «Южно-Курильский городской округ» составляют особо охраняемые природные территории, которые занимают около 70 % его площади, и земли лесного фонда.

Климат о. Кунашир в целом можно охарактеризовать как умеренный влажный морской, с сильным влиянием окружающих акваторий Охотского моря и Тихого океана, формирующих восточноазиатские муссоны. Для острова в целом характерны холодная затяжная весна; влажное и прохладное лето с туманами (последние более характерны для тихоокеанского побережья); продолжительная, относительно тёплая и сухая осень; довольно мягкая и снежная зима. Для климата района характерны: частая повторяемость штормовых ветров, продолжительность метели, выпадение значительного количества осадков за короткие интервалы времени, большие значения суточных амплитуд температуры воздуха, резкая смена погоды в течение суток, внезапные похолодания летом. В зимнее время года характерны обильные снегопады, метели и частые оттепели, обледенение дорог и коммуникаций вследствие очень частого замерзающего

(переохлажденного) тумана. Средняя температура февраля в Южно-Курильске $-6,0^{\circ}\text{C}$ (абсолютный минимум -27°C), августа $+15,8^{\circ}\text{C}$ (абсолютный максимум $+32^{\circ}\text{C}$). Среднегодовая температура воздуха $+4,8^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовая скорость ветра для острова Кунашир составляет $5,5$ м/с. Для о. Кунашир характерны интенсивные осадки, как в виде дождя, так и снега. Среднегодовое количество осадков за год составляет 1320 мм, максимальное количество их приходится на сентябрь - октябрь. Значительная часть осадков выпадает в холодный период года в виде мощных снегопадов и мокрого снега. Снежный покров устанавливается в конце ноября - начале декабря, а разрушение снежного покрова происходит в начале апреля.

Основу транспортной системы МО «Южно-Курильского городского округа» составляют морской и авиационный транспорт. В межнавигационный период авиация зачастую является единственным средством транспортного сообщения. На территории городского округа расположен аэропорт «Менделеево» (на расстоянии около 20 км по дороге от Южно-Курильска, в районе с. Менделеево).

Учитывая островное положение о. Кунашир, морской транспорт играет ведущую роль, так как практически все грузы с о. Сахалин и Приморского края, а также в обратном направлении на материк доставляются морем. На территории о. Кунашир расположен один портопункт: Южно-Курильск, расположенный в одноименной бухте на острове Кунашир.

Остров Шикотан

Остров площадью $252,8$ км² вытянут с северо-востока на юго-запад на 27 км, ширина $5 - 13$ км. Самая высокая точка о. Шикотан - г. Шикотан высотой 412 м. К особенностям острова можно отнести высокую сейсмическую активность (до 10 баллов), а также подверженность цунами (высота волны от 3 до 15 м). На территории о. Шикотан расположено два населенных пункта: с. Малокурильское с населением менее 2000 человек и с. Крабовоздовское с населением менее 950 человек, расположенные на расстоянии порядка 9 км друг от друга.

Порядка 70% территории о. Шикотан занимает федеральный природный биологический заказник «Малые Курилы».

Климат острова классифицируется как умеренный морской. о. Шикотан имеет прохладный и влажный климат, который формируется под влиянием морских муссонов; нередки тайфуны; в зимнее время года характерны обильные снегопады, метели и частые оттепели - средnezимняя температура не ниже -5°C ; обледенение дорог и коммуникаций вследствие очень частого замерзающего (переохлажденного) тумана. Осадков выпадает в среднем 1240 мм/год. Средняя скорость ветра $6,1$ м/с, с порывами до 50 м/с.

На территории острова расположены два морских терминала: ООО «Курильский пролив» в с. Малокурильское и ЗАО «Крабовоздовск» в

с. Крабозаводское. Транспортное сообщение осуществляется воздушным транспортом (Вертолет Ми-8 по маршруту Кунашир – Шикотан) и морским транспортом (грузопассажирский паром по маршруту Сахалин – Итуруп – Кунашир – Шикотан). Следует отметить, что транспортное сообщение периодически ограничивается плохими погодными условиями, возможна полная блокада морского сообщения о. Шикотан ввиду увеличения сплошных ледовых полей.

2. ОСТРОВ ПАРАМУШИР

2.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ПАРАМУШИР

2.1.1. Общая характеристика энергорайона острова Парамушир. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям

На территории о. Парамушир имеется только «Северо-Курильский энергорайон». Данный энергорайон расположен на территории г. Северо-Курильск муниципального образования Северо-Курильский городской округ. Источниками электроэнергии являются ДЭС г. Северо-Курильска, «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа» (МП «ТЭС»).

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Численный состав предприятий электроэнергетики за период 2017 – 2021 годы с разбивкой по группам персонала приведен в таблице 2.1.1.1.

Таблица 2.1.1.1.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Год	Численность списочного состава, чел.				Внешние совместители	Итого	
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие			Рабочие
	МП «ТЭС»						
2017	94	10	14	3	68	1	95
2018	94	12	13	4	67	2	96
2019	94	10	14	3	70	3	97
2020	93	10	13	3	69	3	95
2021	93	10	13	3	69	2	95

2.1.2. Структура и состав установленной мощности

Установленная мощность электростанций, находящихся на территории о. Парамушир, на 31 декабря 2021 года составила 8,448 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 2.1.2.1.

Таблица 2.1.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации по состоянию на 31.12.2021

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
«Северо-Курильский энергорайон»		8,448	7,3

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
ДЭС г. Северо-Курильска	МП «ТЭС»	7,048	7,3
«Мини ГЭС-1»		1,0	-
«Мини ГЭС-2»		0,4	-

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2021 г.

В течение 2021 г. изменений установленной мощности станций не было.

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории о. Парамушир функционирует следующая организация, занимающаяся производством электроэнергии:

- МП «ТЭС».

Информация о составе электростанций приведена в таблице 2.1.2.2.

Таблица 2.1.2.2.

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2021

Наименование ЭС	№ агрегата	Тип генераторной установки	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
ДЭС г. Северо-Курильска МП «ТЭС»	1	3516В	2008/2009	Дизельное топливо	г. Северо-Курильск	1,600
	2	516В	2008/2009			1,600
	3	3516В	2015/2017			1,600
	4	3516В	2020/2020			1,600
	5	3412	2008/2008			0,648
	6	АДГ С9 (резервный, не учитывается при расчете установленной мощности)	2019/2020			0,236
«Мини ГЭС-1» ¹ (р.Матросская) МП «ТЭС»	1	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия	г. Северо-Курильск	0,5
	2	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия		0,5
«Мини ГЭС-2» ² (р.Матросская) МП «ТЭС»	1	ФГ - 2 - 50 - 38	2010	Гидроэнергия		0,4

¹ В работе только один гидрогенератор

² Фактически выдает только 0,2 МВт (особенность турбины)

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе возобновляющих источников энергии
(ВИЭ) на территории о. Парамушир**

В рассматриваемом отчётном периоде 2017 – 2021 г.г. на территории о. Парамушир функционировали следующие источники электрической энергии на основе ВИЭ:

- «Мини ГЭС-1»;
- «Мини ГЭС-2».

«Мини ГЭС-1» (г. Северо-Курильск) расположена на реке Матросская. На электростанции используются две гидротурбины ФГ2-100-38, установленные в 2004 году. Номинальная мощность гидротурбин составляет 2×0,5 МВт.

«Мини ГЭС-2» (г. Северо-Курильск) расположена на реке Снежная. На электростанции используется гидротурбина ФГ2-50-38, установленная в 2004 году. Номинальная мощность гидротурбины составляет 0,4 МВт.

В таблице 2.1.2.3 приведены основные показатели работы перечисленных энергоустановок за отчетный период.

Таблица 2.1.2.3.

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе ВИЭ**

Наим-е энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Выработка электрической энергии, млн. кВт*ч					Экономия топлива, т. у. т.				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
«Мини ГЭС-1»											
гидротурбины ФГ2-100-38	2×630	1,682	1,522	0,693	0,856	1,22	443,4	409,3	160,5	192,2	348,4
«Мини ГЭС-2»											
гидротурбина ФГ2-50-38	400	0,986	0,852	0,637	0,722	1,13	259,9	229,1	147,5	162,1	322,7

Оценка надёжности функционирования объектов генерации

Информация о количестве аварий и инцидентов по данным МП «ТЭС» приведена в таблице 2.1.2.4.

Таблица 2.1.2.4.

Аварийность объектов генерации

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ДЭС г. Северо-Курильска	Количество аварий, шт.	0	0	0	1	0
	Причины	-	-	-	Выход из строя Д/Г №1(САТ 3516В, ЗАР00931), износ кривошипно-шатунной группы с повреждением коленчатого вала.	-

Системы автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях

Информация о наличии/отсутствии систем автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях приведена в таблице 2.1.2.4.

Таблица 2.1.2.4.

Наличие систем автоматизации и учёта

Наименование электростанции	Объект учета	Наличие приборов учета	Наличие автоматизированной системы учета	Особенности
ДЭС г. Северо-Курильска	Потребление топлива	нет	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	есть	нет	-

Таким образом, можно сделать вывод о том, что на генерирующих объектах о. Парамушир установлены приборы учёта выработки электрической и тепловой энергии, но при этом отсутствует автоматизированная система учёта. Приборы учёта потребления топлива отсутствуют.

2.1.3. Характеристики электросетевого хозяйства

Распределительная сеть «Северо-Курильского энергорайона» сформирована на напряжении 6 кВ. РП-6 кВ ДЭС г. Северо-Курильска является центром питания сети 6 кВ. Распределительная сеть 6 кВ «Северо-Курильского энергорайона» выполнена по кольцевой схеме, работающей в нормальном режиме по схеме разомкнутого кольца. ЛЭП-6 кВ выполнены одноцепными воздушными и кабельными линиями.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021 приведены в таблице 2.1.3.1.

Таблица 2.1.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству «Северо-Курильского энергорайона»

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
1.1	6 кВ	50,859	32	19,67
1.2	0,22 - 0,4 кВ	68,84	-	-

По информации эксплуатирующей организации (МП «ТЭС») часть объектов электросетевого хозяйства является «ветхими», а именно:

- 1,35 км ЛЭП-6 кВ, что составляет 2,65 % от общей протяженности ЛЭП данного класса;
- 4 ТП-6/0,4 кВ установленной мощностью 1,39 МВ*А, что составляет 12,5 % от общего количества и 7,07 % от общей мощности ТП;
- 1,98 км ЛЭП-0,22 - 0,4 кВ, что составляет 2,88 % от общей протяженности ЛЭП данного класса.

Оценка надёжности функционирования объектов электросетевого хозяйства

Информация о количестве аварий и инцидентов с указанием основных причин приведена в таблице 2.1.3.2 на основании данных, полученных от МП «ТЭС».

На основании полученной информации можно сделать вывод о том, что наиболее частой причиной повреждения объектов электросетевого хозяйства о. Парамушир являются сложные метеоусловия.

Таблица 2.1.3.2.

Аварийность объектов электросетевого хозяйства

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Класс напряжения	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
				Количество аварий, шт.	41	43	32	11
«Северо-Курильский энергорайон»	МП «ТЭС»	6 (10) кВ	Причины	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия
			Количество аварий, шт.	19	24	17	13	
		0,22 - 0,4 кВ	Причины	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия	Метеоусловия

2.1.4. Потребление и выработка электроэнергии

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 - 2021 г.г. представлены в таблице 2.1.4.1.

Таблица 2.1.4.1.

Баланс электрической энергии «Северо-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	18,798	20,333	22,408	21,324	22,46
Собственные нужды ЭС	1,255	1,169	1,211	1,147	1,54
Хозяйственные нужды ЭС	0,176	0,182	0,171	0,174	0,17
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,803	3,501	4,579	4,632	4,93
Полезный отпуск электроэнергии	14,565	15,482	16,447	15,371	15,82
- промышленные потребители	5,118	5,684	6,324	5,180	6,00
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	4,710	4,814	4,856	4,860	4,67
- прочие	1,495	1,865	3,081	3,086	11,15

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях «Северо-Курильского энергорайона» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 2,803 млн.кВт*ч, что составляет 14,9 % от выработки электрической энергии;
- 2018 г. – 3,501 млн.кВт*ч (рост на 24,9 % относительно 2017 г.), что составляет 17,2 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 4,579 млн.кВт*ч (рост на 30,8 % относительно 2018 г.), что составляет 20,4 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 4,632 млн.кВт*ч (рост на 1,2 % относительно 2019 г.), что составляет 21,7 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 4,93 млн. кВт*ч (рост на 6,4 % относительно 2020 г.), что составляет 22 % от отпуска в сеть.

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории о. Парамушир в период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 2.1.4.2.

Таблица 2.1.4.2.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения в период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Полезного отпуска по группе	4,710	4,814	4,856	4,860	4,67

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
«Население», млн.кВт*ч					
Население, тыс. чел.	2,59	2,51	2,49	2,59	2,69
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1818,5	1917,9	1950,2	1876,4	1736,1

Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупнейшими предприятиями и организациями, расположенными на территории о. Парамушир, являются:

1. **ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания холдинга «Salmonica», расположенная на о. Парамушир. Предприятие специализируется на добыче и переработке донных видов рыб и дикого, природного гребешка.

2. **ООО «Алаид»** – рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания, расположенная на о. Парамушир. Основными объектами промысла являются: треска, минтай, камбала, навага, рыба лососевых пород и морской гребешок.

Перечень потребителей электрической энергии, с объёмом потребления электрической энергии от 1,0 млн.кВт*ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2017 – 2021 годы приведен в таблице 2.1.4.3.

Таблица 2.1.4.3.

Годовой объём потребления электроэнергии крупными потребителями «Северо-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

№	Наименование потребителя	Годовой объём потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»	2,426	2,969	3,923	2,993	4,220
2	ООО «Алаид»	1,962	1,485	0,876	0,795	1,718
3	МКП СК ГО «Автодор»	0,375	0,789	0,837	0,858	0,885
4	ЗАО «Курильский рассвет»	0,5	1,004	1,363	1,218	1,346

2.1.5. Балансы электрической мощности

Балансы электрической мощности о. Парамушир за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблице 2.1.5.1.

Таблица 2.1.5.1.

Баланс электрической мощности «Северо-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	8,721	8,721	8,448	8,448	8,448

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,321	7,321	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	1	1	1	1	1
«Мини ГЭС-2»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность станций, МВт	7,121	7,121	7,048	7,048	7,048
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,121	7,121	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0
«Мини ГЭС-2»	0	0	0	0	0
Максимум потребления, МВт	3,3	4,25	4,35	4,24	4,365
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	3,821	2,871	2,698	2,808	2,683
Число часов использования максимума мощности; час/год	5696	4784	5151	5029	5145

Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки о. Парамушир за отчётный период 2017 - 2021 г.г. приведена в таблице 2.1.5.2.

Таблица 2.1.5.2.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Северо-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	1,2	0,9	1,1	1,07	1	0,98	0,92	0,84	0,85	0,87	0,85	1,2
Макс.	3,25	3	3,3	3,05	2,85	2,6	2,5	2,3	2,1	2,15	2,2	3,3
2018 г.												
Мин.	1	2,1	1,85	2,15	1,82	1,8	1,25	1	0,95	0,85	1	1,7
Макс.	3,55	4	4,1	4,25	3,75	3,55	3,4	3,3	2,9	2,65	2,5	4,2
2019 г.												
Мин.	0,9	2,3	2	2,25	1,7	1,6	1,4	1,13	1,05	1,2	1,4	1,85
Макс.	3,6	4,2	4,3	4,35	3,6	3,58	3,3	3,4	2,98	2,6	2,95	3,8
2020 г.												
Мин.	1,4	1,3	1,2	1,41	1,2	1,1	1,4	1,2	1,15	1,25	1,5	1,25
Макс.	4,05	4,24	3	3,3	3,4	2,9	2,8	2,65	2,35	2,15	2,5	2,9
2021 г.												
Мин.	2,1	2,165	2,013	1,715	1,7	1,25	1,06	1,315	0,935	0,855	1,5	1,76
Макс.	4,17	4,365	4,26	3,25	3,16	3,25	3,375	3,087	2,45	1,89	3,22	3,565

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 г. приходился на характерный зимний период (декабрь), а начиная с 2018 г. по 2021 г., максимум сместился на март, апрель и февраль. Минимум нагрузки приходился на различные месяцы лета и осени, а в 2019 г. минимум проходил в нехарактерный период – январь.

2.1.6. Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной Региональной энергетической комиссии Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 2.1.6.1 представлена динамика утвержденных экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2017 - 2021 г.г., прогнозные значения на период до 2035 г. приведены в таблице 2.1.6.2.

Объём субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 годы приведен в таблице 2.1.6.3.

Таблица 2.1.6.1.

Утверждённый экономически обоснованный тариф на электрическую энергию

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
1	МП «ТЭС»	руб./ кВт*ч	13,95	16,08	18,38	17,64	17,84

Таблица 2.1.6.2.

Прогноз экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год						
			2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	МП «ТЭС»	руб./ кВт*ч	18,61	19,35	20,13	20,93	21,77	25,47	30,99

Таблица 2.1.6.3.

Объём субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 годы

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
МП «ТЭС»		
2017 год	Областная субсидия*	53 602,8
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	69 259,2
2018 год	Областная субсидия*	60 925,7
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	101 840,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	-2 307,9
	Разница в цене на топливо*****	11 085,1
2019 год	Областная субсидия*	71 520,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	139 450,4
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	- 2 132,5
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	70 366,3
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	118 422,3
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 года	- 12,2
2021 год	Областная субсидия*	70 925,3
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	166 450,8
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	1 588,7

* - субсидия в целях возмещения недополученных доходов получателя, возникающих в результате государственного регулирования тарифов в сфере электроэнергетики;

** - субсидия в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

*** - возмещение Получателю образованной величины превышения его фактических недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) над денежными средствами, перечисленными в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в соответствующем периоде регулирования – возмещение дефицита

**** - возврат излишне полученных средств субсидии по итогам возмещения недополученных доходов получателям субсидии, в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

***** - субсидия на возмещение недополученных доходов, связанных с экономически обоснованными расходами Получателя в текущем году, не учтенными при установлении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию в связи с отклонением фактической стоимости (цены) покупки топлива от учтенной при установлении тарифов для потребителей в сфере электроэнергетики, расположенных в отдаленных и труднодоступных местностях Сахалинской области.

2.2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ПАРАМУШИР

2.2.1. Цели и задачи развития электроэнергетики о. Парамушир

Основной целью развития электроэнергетического комплекса является обеспечение бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных трудовых затратах.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов;
- строительство новых, реконструкция и модернизация существующих объектов генерации с использованием экологически чистых возобновляемых источников (энергия ветра, солнца, волн, геотермальная энергия - ВИЭ) и наиболее чистых углеводородных энергоносителей (сетевой природный газ, сжиженный природный газ), а также использующие принцип когенерации;
- применение технологических инноваций за счёт использования передовых технологий, в том числе максимально возможного улучшения экологических показателей (экологической чистоты) новых объектов генерации;
- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категорийности;
- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. В 2019 - 2025 годах предусмотрена работа по обследованию энергопотенциала островов Шикотан, Кунашир, Итуруп, Парамушир с проектированием электростанций и схемы выдачи мощности.

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов микросетей на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, термальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;
- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid; Microgrid) для мониторинга и учета потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счет сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планирования и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- создание тестового полигона на территории Курильских островов для апробации и внедрения технологий в области распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии и новых видов топлива (газ, водород) для децентрализованных энергорайонов (энергоузлов).

2.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

2.2.2.1. Консервативный вариант развития

Консервативный прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании выданных ранее технических условий. Сводная информация о выданных ТУ на ТП по годам с выделением перспективных потребителей мощностью 500 кВт и выше приведен в таблице 2.2.2.1.1.

Таблица 2.2.2.1.1.

Заявленная мощность перспективных потребителей на основании ТУ на ТП в период до 2035 г.

Год ввода	Потребители	Заявленная мощность, кВт
2022 г.	Всего	1604
	В т. ч. ГКУ Дирекция по реализации Фед. Программы	1000
2023 г.	Всего	105
2025 г.	Всего	953
	В т. ч. ООО Отель Эбеко	843
2026 г.	Всего	225
ИТОГО		2 8870

При прогнозе потребления мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями №2 и №3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54 (для перспективной нагрузки в соответствии с неисполненными ТУ на ТП). Следует отметить, что фактический максимум нагрузки в 2021 г. составил **4,4 МВт** при заявленной мощности существующих потребителей, равной **8,159 МВт**. В связи с тем, что заявленная мощность существующих потребителей значительно превышает фактическое потребление, при формировании прогноза потребления учитывался рост потребления мощности существующими потребителями в течении всего рассматриваемого периода, принятый в размере 10% от разницы между фактическим потреблением и заявленной мощности существующих потребителей.

Консервативный прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки ($T_{нб}$) на основании ретроспективных данных.

Консервативный прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории острова Парамушир приведен в таблице 2.2.2.1.2.

Таблица 2.2.2.1.2.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
о. Парамушир для консервативного варианта развития**

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	22,46	25,8	26,6	27,8	30,6	31,5	31,9	32,4
в т.ч. «Северо-Курильский энергорайон»		22,46	25,8	26,6	27,8	30,6	31,5	31,9	32,4
Собственный максимум потребления	МВт	4,4	5,0	5,2	5,4	6,0	6,1	6,2	6,3
в т.ч. «Северо-Курильский энергорайон»		4,4	5,0	5,2	5,4	6,0	6,1	6,2	6,3

2.2.2.2. Оптимистический вариант развития

Оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании перечня перспективных проектов, реализация которых предполагается на территории Курильских островов, в соответствии с информацией Министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021. Данный перечень приведен в таблице 2.2.2.2.1.

При анализе прогнозируемой мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями №2 и №3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54.

Прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки ($T_{нб}$) на основании ретроспективных данных.

Перечень проектов*, реализация которых предполагается на территории острова Парамушир на период до 2035 года в рамках оптимистического варианта развития

№ п.п.	Наименование проекта	Предполагаемое месторасположение	Характеристики	Предполагаемая потребляемая эл. мощность	Срок реализации
1	Строительство отеля «Алайд» (ООО «Васта Дискавери»)	г. Северо-Курильск, ул. Сахалинская 3У 65:27:10:889	92 номера	0,4 МВт	2023
2	Строительство причального комплекса в г. Северо-Курильске и формирование транспортно-перегрузочного узла	Северная часть Северо-Курильского залива	Грузооборот 420 тыс. т	3,2 МВт	2027
3	Создание рыбообработывающего комплекса (ООО «Гранис»)	г. Северо-Курильск, 3У 65:27:3:16	150 т/сут и 3000 т хранения	1,6 МВт	2024
4	Вводы социальных объектов и жилья Школа, ЦРБ, МФКЦ, ГЛТ, 24 жил. дома	г. Северо-Курильск	Более 30 объектов	2,2 МВт	2024
5	Дополнительная потребность существующих производств	ООО «СК БСФ», ООО «Курильский рассвет», порт, база «Алайд»		1,6 МВт	2022
ВСЕГО:				9,0 МВт	-

*-потребители с заключенными ТУ, предусмотренные в рамках консервативного варианта, входят в данный перечень

Оптимистический прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории острова Парамушир приведен в таблице 2.2.2.1.2.

Таблица 2.2.2.2.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
о. Парамушир для оптимистического варианта развития**

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	22,46	26,4	27,5	35,0	36,2	37,5	45,2	47,0
в т.ч. «Северо-Курильский энергорайон»		22,46	26,4	27,5	35,0	36,2	37,5	45,2	47,0
Собственный максимум потребления	МВт	4,4	5,1	5,3	6,8	7,0	7,3	8,8	9,1
в т.ч. «Северо-Курильский энергорайон»		4,4	5,1	5,3	6,8	7,0	7,3	8,8	9,1

2.2.3. Определение оптимального развития объектов генерации

Объекты генерации, расположенные на территории о. Парамушир, включены в реестр объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях, опубликованный на сайте Министерства энергетики Российской Федерации. В соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9, при разработке вариантов оптимального развития объектов генерации на территории о. Парамушир предусматривается повышение эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счёт использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа (далее - СПГ).

В рамках «Программы развития газоснабжения и газификации Сахалинской области на период 2021 – 2025 годы», утверждённой Губернатором Сахалинской области В.И. Лимаренко и Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером 6 октября 2020 г., для автономной газификации удаленных населённых пунктов, в том числе в «Курильском», Северо-Курильском, «Южно-Курильском городских округах», запланировано сооружение станций приема, хранения и регазификации СПГ (далее - СПХР).

В соответствии с указанной программой строительство СПХР в МО Северо-Курильский городской округ планируется в 2024 - 2025 г.г. Данный срок предварительный и будет скорректирован по итогу согласования финансово-экономического обоснования проекта развития автономной газификацией Сахалинской области с использованием СПГ, разрабатываемого АО «Газпром промгаз».

Следует отметить, что 21 декабря 2021 г. был принят законопроект³ № 37939-8 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». Законопроект, подготовленный Минэкономразвития, был принят Госдумой в первом чтении. Эксперимент предусматривает приоритет устойчивого социально-экономического развития региона-участника с низким уровнем выбросов парниковых газов. Первым участником эксперимента является Сахалинская область. Достижение углеродной нейтральности Сахалинской области в 2025 году в значительной части будет обеспечено за счет реализации региональных программ экономического и технологического развития, имеющих «климатический» эффект, т.е. приводящие к снижению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения.

В рамках данного эксперимента была разработана «Климатическая программа Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденная губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г.. Согласно данной программе на территории Курильских островов предусматривается выполнение мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, в частности газификация генерирующих объектов и внедрение возобновляемых источников энергии.

Таким образом, с учётом приведенной выше информации с целью замещения ископаемых видов топлива на территории Курильских островов (при выявлении нехватки генерирующих мощностей) предлагается *строительство двухтопливных электростанций с возможностью когенерации*, использующих в качестве основного топлива СПГ, (или перевод существующих станций на СПГ) *дополненное строительством электростанций с использованием ВИЭ.*

1. Строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации

В настоящее время на объектах распределенной генерации применяются различные технологии производства электрической энергии:

- газотурбинные;
- газопоршневые;
- микротурбинные;
- дизельные.

Выбор технологии определяются несколькими факторами: доступностью того или иного вида топлива на рассматриваемой территории; максимальной электрической мощностью, которую требуется покрыть; соотношением тепловой и электрической мощности потребителей. С учётом перспективы строительства СПГ-инфраструктуры для автономной газификации потребителей Курильских островов при строительстве двухтопливной

³ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

электростанции рекомендуется использование газотурбинных или газопоршневых установок.

Ниже приведены основные преимущества и недостатки ГТУ и ГПУ.

Газопоршневые и газотурбинные электростанции различаются по конструкции и принципу работы.

Газопоршневые установки (далее - ГПУ) имеют внешнее смесеобразование, камеру сгорания и искровое зажигание (работают по принципу двигателя внутреннего сгорания), как следствие, большую шумность, чем у ГТУ. Ввиду наличия конструктивных особенностей данные установки требуют большой площади под установку. Монтаж производится в контейнерах на специально подготовленной площадке. ГПУ требуют частого проведения технического обслуживания (замена масла и фильтров).

Газотурбинные установки (далее - ГТУ) состоят из турбины, компрессора и камеры сгорания (газ смешивается с воздухом и поджигается, тем самым приводит в движение другие элементы). Для строительства данной установки потребуется меньшая площадь, чем для ГПУ аналогичной мощности.

По общей экономичности «по теплу и электричеству» (КПД с когенерацией) установки аналогичны друг другу (до 85 %). По общей экономичности «по электричеству» ГПУ (до 47 %) превосходят ГТУ (до 36 %).

ГТУ способна безаварийно работать в широком диапазоне мощностей, от холостого хода до полной загрузки, однако недостатком является падение КПД при минимальной загрузке газотурбинного агрегата. Холостой ход ГПУ ограничен временем и должен быть как можно коротким, ГПУ может работать с частичной загрузкой двигателя, но не менее 40 %.

У ГТУ существует возможность получения пара высоких параметров, вследствие высокой температуры выхлопа (большого выхода тепла, чем электричества). В случае большей ориентированности станции на электричество — это является недостатком, который можно компенсировать дополнительной установкой паровой турбины (для мощных установок).

Следует также отметить, что стоимость ГТУ по сравнению с ГПУ при одинаково мощности значительно выше (в 2 - 3 раза).

На практике недостатки ГПУ и ГТУ производители пытаются скомпенсировать различными дополнительными устройствами:

недостатки ГПУ

- недостаток ГПУ — частая смена масла и фильтров — специальные системы долива масла и больших фильтров;

- недостаток ГПУ — высокая шумность — специальные глушительные системы;

- недостаток ГПУ — плохая работа на низких нагрузках — установка современных топливных систем.

недостатки ГТУ

- недостаток ГТУ — высокое давление газа на входе — специальный дожимной компрессор;

- недостаток ГТУ — плохая работа на низких нагрузках — установка инверторов.

Некомпенсированные недостатки ГТУ: высокая стоимость (в 3 - 4 раза относительно ГПУ той же мощности).

Некомпенсированные недостатки ГПУ: большие размеры (в 3 - 4 раза относительно ГТУ той же мощности).

Таким образом, с учётом особенностей функционирования, изолированных энергорайонов, небольших электрических и тепловых нагрузок, предпочтительным является выбор газопоршневых установок. При этом окончательный выбор должен осуществляться на этапе проектирования электростанции на основании технико-экономического сравнения вариантов, в котором учитываются конкретные коммерческие предложения возможных поставщиков.

С точки зрения эксплуатации наиболее целесообразными представляются варианты покрытия перспективного небаланса мощности в энергорайоне агрегатами одного производителя и одной модели. Применение машин разной мощности должно быть экономически обосновано.

Следует отметить, что номинальные мощности ГПУ значительно отличаются у различных производителей. Таким образом, различные линейки номинальных мощностей установок дают возможность выбора единичных мощностей с шагом в несколько десятков кВт. Газотурбинные установки мощностью 2 МВт и более выпускаются с шагом номинальной мощности в линейке порядка 1 МВт.

2. Возможность развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

В настоящее время на территории острова Парамушир функционируют Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2, что позволяет сделать вывод о наличии гидроэнергетического потенциала острова.

Кроме этого, в 2018 г. по заказу агентства по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области была выполнена разработка научно-исследовательской работы «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Парамушир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Парамушир». В соответствии с анализом, проведённым в рамках данной работы, были сделаны выводы о наличии гидроэнергетического и ветрового потенциала острова, следовательно, целесообразности строительства на территории о. Парамушир ВЭС и МГЭС. Но при этом в работе был сделан вывод о том, что в связи с неблагоприятными природными условиями на острове отсутствуют условия для использования солнечной энергии, использование геотермального потенциала острова также признано нецелесообразным.

В заключение следует отметить, что окончательный выбор установленной мощности электростанций и состава генерирующего

оборудования должен осуществляться на этапе разработки проектной документации по каждому генерирующему объекту в отдельности, при учёте конкретных коммерческих предложений от поставщиков оборудования. В данной работе приводятся анализ и оценка необходимости ввода новых генерирующих мощностей в рассматриваемом энергорайоне, а также даются рекомендации по наиболее предпочтительным диапазонам значений единичной мощности генерирующего оборудования и установленных мощностей электростанций.

Разработка вариантов оптимального развития объектов генерации

На территории «Северо-Курильского энергоузла» функционирует дизельная электростанция с установленной мощностью 6848 кВт, а также две малые гидро-электростанции далее («Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2»), расположенные на реке Матросская, с установленными мощностями 1000 кВт и 400 кВт соответственно. Эксплуатацию источников генерации осуществляет МП «ГЭС».

Станция «Мини ГЭС-1» введена в эксплуатацию в 2004 году. Станция работает с мощностью не более 500 кВт, т.е. имеет загрузку по установленной мощности менее 50 %. В 2017 году в результате стихийного бедствия была завалена плотина на р. Матросская и разрушено водосборное оборудование. В настоящий момент плотина очищена.

Анализ статистической информации о производстве электроэнергии на «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» позволяет сделать вывод о том, что установленная мощность их генераторов используется не полностью. Причинами малой загрузки Мини ГЭС являются:

1. Неисправность водоподводящих каналов на различных участках, что приводит к потерям напора и расхода.
2. Недостатки в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов.

В результате осмотра водоподводящих сооружений «Мини ГЭС-1» были выявлены разрушения разной степени, именно они приводят к падению напора и расхода. Плотина для создания напорного фронта на р. Матросской подверглась частичному разрушению и засорению в результате схода селя.

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учетом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций.

2.2.3.1. Консервативный вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учетом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций. Результаты данного анализа для консервативного варианта развития приведены в таблице 2.2.3.1.1.

Таблица 2.2.3.1.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций «Северо-Курильского энергорайона» в период 2022 - 2035 г.г.

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Северо-Курильская»	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	1	1	1	1	1	1	1	1
«Мини ГЭС-2»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность станций, МВт	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Северо-Курильская»	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	0	0	0
«Мини ГЭС-2»	0	0	0	0	0	0	0	0
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	4,4	5,0	5,2	5,4	6,0	6,1	6,2	6,3
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	7,6	8,2	8,4	8,6	9,2	9,3	9,4	9,5
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,552	-1,161	-1,325	-1,554	-2,106	-2,266	-2,361	-2,455

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности на территории «Северо-Курильского энергорайона» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в объеме не менее 2,455 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учетом нормативного резерва на основании фактических данных.

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Парамушир:

- 1) дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г.;
- 2) невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов⁴ на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов;
- 3) наличие гидроэнергетического и ветрового потенциала о. Парамушир;
- 4) перспектива развития газовой инфраструктуры на территории острова;

⁴ Информация о неисправности водоподводящих каналов подтверждена письмом МП «ТЭС» № 9 от 10.01.2022

5) наличие объектов генерации о. Парамушир в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы о. Парамушир:

- Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением установленной и располагаемой мощности;
- Вывод⁵ из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт;
- Строительство ветровой электростанции.

Определение величины увеличения располагаемой мощности (консервативный вариант)

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Парамушир собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 6,3 МВт (раздел 2.2.2.1). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух

⁵ Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования на реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска ($2 \times P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) всех станций о. Парамушир складывается из располагаемой мощности новых малых ГЭС и мощности реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска, равной произведению количества блоков станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} + P_{\text{МГЭС}} = P_{\text{нагр}} + 2 \times P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{МГЭС}} = 1,9$ МВт, $P_{\text{нагр}} = 6,3$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчёт требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчёта приведены в таблице 2.2.3.2.

При выборе генераторов с единичной мощностью менее 1 МВт, количество устанавливаемых генераторов составит более 7 шт. (таблица 2.2.3.1.2). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данный вариант исключен из рассмотрения.

Таблица 2.2.3.1.2.
Расчёт требуемой располагаемой мощности, реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска (консервативный вариант)

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Парамушир на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность прочих станций, МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	2	6,3	8,3	1,9	6,4	7	7
2	4	6,3	10,3	1,9	8,4	5	10
3	6	6,3	12,3	1,9	10,4	4	12
4	8	6,3	14,3	1,9	12,4	4	16

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т. к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50 %, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 2.1.5, были составлены помесечные прогнозы потребления мощности (в режиме максимума и минимума) на этап 2035 г., приведенные в таблицах 2.2.3.3-2.2.3.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах максимума и минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

Анализ таблицы 2.2.3.1.3 показал следующее:

1) Как видно из таблицы 2.2.3.1.3 помесечная загрузка в режиме минимума для генераторов единичной мощностью 2 МВт лежит в пределах 50 - 93 %. При этом в рассматриваемых режимах работы в определенные месяцы участвует 1 генератор, что снижает надежность работы энергосистемы. Так как загрузка генераторов мощностью 2 МВт близка к технологическому минимуму, данный вариант исключен из рассмотрения. При увеличении рассматриваемой единичной мощности загрузка в режиме минимума еще больше снижается.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность генераторов реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска составляет порядка 1 МВт. Следовательно, установленная мощность реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска равна 7 ± 10 % МВт.

Таблица 2.2.3.1.3.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ⁶	0,33	0,31	0,28	0,33	0,28	0,26	0,33	0,28	0,28	0,27	0,29	0,35	0,29
Нагрузка, МВт		2,1	1,9	1,8	2,1	1,8	2,1	1,8	1,8	1,7	1,9	2,2	1,9		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	2	2	3	2	2	3	2	2	2	3	2		
	Загрузка генератора, %	69	97	89	70	89	82	69	89	85	93	74	93	69	97
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	1	1	2	1	1	2	1	1	1	2	1		
	Загрузка генератора, %	52	97	89	52	89	82	52	89	85	93	56	93	52	97
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	Загрузка генератора, %	69	64	59	70	59	54	69	59	57	62	74	62	54	74
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	Загрузка генератора, %	52	48	45	52	45	41	52	45	43	46	56	46	41	56

⁶ относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Парамушир для консервативного варианта развития

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 7 ± 10 % МВт* в III квартале 2025 г.;
- Вывод⁷ из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт в III квартале 2025 г.;
- Строительство ветровой электростанции 2 МВт** в II квартале 2025 г.

Примечания:

* При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.

** Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 МВт от максимальной мощности энергосистемы с учётом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 6,3 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.

2.2.3.2. Оптимистический вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей в рамках оптимистического варианта был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учетом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций. Результаты данного анализа приведены в таблице 2.2.3.2.1.

Таблица 2.2.3.2.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций «Северо-Курильского энергорайона» в период 2022 - 2035 г.г. (оптимистический вариант)

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Северо-Курильская»	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	1	1	1	1	1	1	1	1
«Мини ГЭС-2»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность станций, МВт	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048

⁷ Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Северо-Курильская»	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	0	0	0
«Мини ГЭС-2»	0	0	0	0	0	0	0	0
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	4,4	5,1	5,3	6,8	7,0	7,3	8,8	9,1
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	7,6	8,3	8,5	10	10,2	10,5	12	12,3
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,552	-1,252	-1,452	-2,952	-3,152	-3,452	-4,952	-5,252

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности на территории «Северо-Курильского энергорайона» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в объеме не менее 5,252 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учетом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2025 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки. Начиная с 2026 г. значение располагаемой мощности существующих станций перестает покрывать величину максимума потребления, т.е. обеспечение электроснабжения потребителей в полном объеме становится невозможным. Следовательно, строительство объектов генерации должно быть осуществлено не позднее 2026 г.

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Парамушир:

- 1) дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г.;
- 2) невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов⁸ на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов;
- 3) наличие гидроэнергетического и ветрового потенциала о. Парамушир;
- 4) перспектива развития газовой инфраструктуры на территории острова;
- 5) наличие объектов генерации о. Парамушир в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации

⁸ Информация о неисправности водоподводящих каналов подтверждена письмом МП «ГЭС» № 9 от 10.01.2022

неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы о. Парамушир:

- Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением установленной и располагаемой мощности;
- Вывод⁹ из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт;
- Строительство ветровой электростанции.

Определение величины увеличения располагаемой мощности для оптимистического варианта развития

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Парамушир собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 9,1 МВт (раздел 2.2.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования на реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска ($2 \times P_{\text{ген}}$).

⁹ Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) всех станций о. Парамушир складывается из располагаемой мощности новых малых ГЭС и мощности реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска, равной произведению количества блоков станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} + P_{\text{МГЭС}} = P_{\text{нагр}} + 2 \times P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{МГЭС}} = 1,9$ МВт, $P_{\text{нагр}} = 9,1$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчёт требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчёта приведены в таблице 2.2.3.2.2.

При выборе генераторов с единичной мощностью 1 МВт и менее, количество устанавливаемых генераторов составит 10 шт. и более (таблица 2.2.3.2.3). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данный вариант исключен из рассмотрения.

Расчёт требуемой располагаемой мощности, реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка на о. Парамушир на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность прочих станций, МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	2	9,1	11,1	1,9	9,2	10	10
2	4	9,1	13,1	1,9	11,2	6	12
3	6	9,1	15,1	1,9	13,2	5	15
4	8	9,1	17,1	1,9	15,2	4	16

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т. к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50 %, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 2.1.5, были составлены помесечные прогнозы потребления мощности (в режиме максимума и минимума) на этап 2035 г., приведенные в таблицах 2.2.3.2.3-2.2.3.2.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах максимума и минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

Анализ таблиц 2.2.3.2.3-2.2.3.2.4. показал следующее:

1) Как видно из таблицы 2.2.3.3 помесечная загрузка в режиме минимума для генераторов единичной мощностью 3 МВт лежит в пределах 50 - 93 %. При этом в рассматриваемых режимах работы в определенные месяцы участвует 1 генератор, что снижает надежность работы энергосистемы. Так как загрузка генераторов мощностью 3 МВт близка к технологическому минимуму, данный вариант исключен из рассмотрения.

2) Как видно из таблицы 2.2.3.2.4 помесечная загрузка в режиме максимума для генераторов единичной мощностью 4 МВт лежит в пределах 58 - 91 %. Наиболее оптимальной загрузкой генераторов считается загрузка в районе 80 - 100 %, что соблюдается только в 3 месяцах в году. Таким образом, работа с низкой загрузкой в режиме максимума, а также значительное увеличение установленной мощности станции до 16 МВт при максимальной нагрузке энергосистемы 9,1 МВт в связи с большим нормативным резервом мощности, позволяет исключить из рассмотрения генераторы единичной мощностью 4 МВт.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность генераторов реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска лежит в диапазоне от 1 до 2 МВт ($1,5 \pm 0,5$ МВт). Следовательно, установленная мощность реконструируемой ДЭС г. Северо-Курильска равна 11 ± 10 % МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единица мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ¹⁰	0,33	0,31	0,28	0,33	0,28	0,26	0,33	0,28	0,28	0,27	0,29	0,35	0,29
Нагрузка, МВт	3,0	2,8	2,6	3,0	2,6	2,4	3,0	2,6	2,6	2,5	2,7	3,2	2,7		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	4	3	3	4	3	4	3	3	3	3	4	3		
	Загрузка генератора, %	75	93	86	76	86	79	75	86	82	89	80	89	75	93
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	75	70	64	76	64	59	75	64	62	67	80	67	59	80
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	1	1	2	1	1	2	1	1	1	2	1		
	Загрузка генератора, %	50	93	86	50	86	79	50	86	82	89	54	89	50	93
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	Загрузка генератора, %	75	70	64	76	64	59	75	64	62	67	80	67	59	80

¹⁰ Относительно максимума нагрузки

Помесячная загрузка генераторов в режиме максимума на этап 2035 г.

Единица мощности генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ¹¹	0,96	1,00	0,71	0,78	0,80	0,68	0,66	0,63	0,55	0,51	0,59	0,68	
Нагрузка, МВт	8,7	9,1	6,4	7,1	7,3	6,2	6,0	5,7	5,0	4,6	5,4	6,2			
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	9	10	7	8	8	7	6	6	5	6	6	7		
	Загрузка генератора, %	97	91	92	89	91	89	86	95	84	92	89	89	84	97
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	4		
	Загрузка генератора, %	87	91	80	89	91	78	75	95	84	77	89	78	75	95
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3		
	Загрузка генератора, %	97	76	72	79	81	69	67	95	84	77	89	69	67	97
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	72	76	80	89	91	78	75	71	63	58	67	78	58	91

¹¹ относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Парамушир для оптимистического варианта

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 11 ± 10 % МВт* в III квартале 2025 г.;
- Вывод¹² из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт в III квартале 2025 г.;
- Строительство ветровой электростанции 3 МВт** в II квартале 2025 г.

Примечания:

* При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.

** Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 МВт от максимальной мощности энергосистемы с учётом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 9,1 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.

2.2.4. Оценка сопоставимых вариантов строительства электростанций на различных видах топлива

2.2.4.1. Консервативный вариант развития

1) Определение капитальных затрат

Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации

Оценка объёма капитальных затрат в строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации была произведена на основании предоставленных ранее технико-коммерческих предложений по сооружению ДЭС на о. Парамушир, а также на основании проведенных в 2020 - 2021 году конкурсов по модернизации ДЭС изолированных районов Камчатки. По результатам состоявшихся конкурсов плановая величина капитальных затрат составила порядка 120 тыс. руб. за 1 кВт. С учётом показателей инфляции на период до 2024 года, плановая величина капитальных затрат по строительству ДЭС может увеличиться до 150 - 160 тыс. руб. за 1 кВт.

Сценарием развития предусматривается перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 7 ± 10 % МВт*, с учётом чего общий объём капитальных вложений составит 1 120,0 млн. руб.

¹² Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

Малые ГЭС

Удельная стоимость строительства малых ГЭС варьируется в диапазоне от 2000 до 5000 \$ за 1 кВт установленной мощности в зависимости от размера и расположения объектов. Согласно данным по проведенным отборам строительства малых ГЭС в 2020 году в рамках ДПМ ВИЭ, удельные показатели капитальных затрат заявок участников составляли 190-200 тыс. руб./кВт или порядка 2800 \$ за 1 кВт. С учётом удаленности территории островов, для предварительных расчётов принята удельная стоимость строительства малых ГЭС в размере 4000 \$ за кВт.

Сценарием развития предусматривается строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт. Общий объём капитальных затрат составит 547 млн рублей.

Ветроэлектростанция

В соответствии с перспективами развития генерации, рекомендуются к строительству ВЭС мощностью порядка 2 МВт. При анализе рассматривались ВЭС в диапазоне мощностей от 250 до 500 кВт. Анализ потенциального применения выделялся по следующим пунктам:

- 1) возможность доставки ВЭУ на площадку монтажа;
- 2) единичная номинальная мощность;
- 3) возможность доставки крана на площадку монтажа;

Таблица 2.2.4.1.1.

Оценка единичной мощности ВЭС

Мощность ВЭУ	500 кВт	300 кВт	250 кВт	275 кВт
Масса ВЭУ	28,1 т	26,2	20,2 т	19,8 т
Требуемая масса крана	90т	50 т	50 т	50 т
Максимальная скорость ветра	70 м/с	70 м/с	60 м/с	52,5 м/с
Возможность доставки ВЭУ на площадку	нет	да	да	да
Возможность доставки крана	нет	да	да	да
Соответствие условиям	нет	да	да	да

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что использование ВЭУ 500 кВт недопустимо в связи с его габаритами и невозможности прохождения необходимой техники на строительную площадку. В связи с этим в работе рекомендуется рассматривать ВЭУ в диапазоне 250-300 кВт.

При строительстве должны использоваться ВЭУ, чьи элементы конструкции обеспечивают возможность их транспортировки в стандартных 20-и и 40-а футовых контейнерах. Размеры их элементов должны вписываться в следующие габариты: 6 м х 2,4 м х 2,5 м (20 футовый контейнер) или 12 м х 2,4 м х 2,5 м (40 футовый контейнер).

В таблице 2.2.4.1.2 приведена оценка капитальных затрат по строительству ВЭУ на базе агрегатов мощностью 250 кВт.

Таблица 2.2.4.1.2

Определение капитальных затрат ВЭС

№	Наименование показателя	Стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Методика расчета
1	Оборудование ВЭУ (250 кВт) 8 шт.	334 080.	Стоимость одной турбины ~ €480000
2	Проектно-изыскательские работы	50 112	Принято в размере 15 % от стоимости оборудования ВЭУ
3	Доставка оборудования ВЭУ	82 858	Принято по объекту аналогу с учетом индексации
	Фундамент ВЭУ	16 767	
	Монтаж ВЭУ	17 723	
	Энергообеспечение ВЭУ	68 850	
	Наружное освещение ВЭУ	1 495	
	Охранная сигнализация	4 617	
	Заземление и молниезащита	1 245	
4	Подключение к сети	66 816	Принято в размере 10 % от стоимости оборудования ВЭУ
	ИТОГО:	644 563	
	Удельные капитальные затраты тыс. \$/кВт	4,48	

По результатам оценки, удельные капитальные затраты в строительство ВЭС составили 4,5 тыс. \$/кВт, что сопоставимо с затратами по аналогичным проектам в мире. Так удельные показатели стоимости строительства ВЭС различной мощности составляют:

- При мощности агрегатов 100 кВт – 6,5 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 250 кВт – 4,5 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 500 кВт – 4,2 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 1100 кВт – 2,5 тыс. \$/кВт

В таблице 2.2.4.1.3 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Парамушир.

Таблица 2.2.4.1.3.

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей на о. Парамушир

№	Наименование	Установленная	Стоимость
---	--------------	---------------	-----------

	мероприятия	мощность, МВт	текущая, тыс. руб.
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности	7 МВт	1 120 000
2	Строительство малых ГЭС	1,9 МВт	547 200
3	Строительство ВЭС	2 МВт	644 563
	Итого:		2 311 763

2) Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

Методологической основой для проведения финансовых расчетов были:

1. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденные Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и государственным комитетом РФ по строительству;

2. «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в энергетике с типовыми примерами», утвержденные «РАО ЕЭС» в 1997 г.

3. «Методические рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утверждённые приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281.

Для оценки технико-экономических параметров возможных вариантов электроснабжения и выбора наиболее оптимального в работе был принят критерий минимума дисконтированных затрат, для чего произведён анализ денежных потоков для различных сценариев состава генерирующих мощностей.

Составляющими критерия являются капитальные вложения, и текущие ежегодные эксплуатационные издержки. Капитальные вложения и издержки приводятся к единому моменту времени с помощью нормы дисконтирования.

Основные предположения

Анализ эффективности выполнялся в соответствии со следующими допущениями:

- все расчеты выполняются в рублях РФ;
- расчеты выполнены в прогнозных ценах (на перспективу до 2041 года) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ Министерства экономического развития Российской Федерации;
- расчеты выполнены без учета НДС.
- расчетный период (горизонт планирования), на который осуществляется оценка дисконтированных затрат, принят в соответствии с минимальным сроком службы оборудования на уровне 20 лет.

- шаг прогноза -1 год
- реализация инвестиций осуществляется в соответствии с планами строительства объектов генерации.
- ставка дисконтирования принята в размере 10%.
- налог на имущество принят в размере – 2,2%

В соответствии с рассматриваемыми конфигурациями предполагается варьирование мощности вводимых ВЭС для определения наиболее эффективной конфигурации. Ввод ВЭС в эксплуатацию не влияет на состав оборудования котельных и двухтопливной электростанции. Таким образом, изменение эксплуатационных затрат (персонал, ремонты) по двухтопливной электростанции и котельным не изменяется и в расчетах не учитывается. Основным эффектом от ввода ВЭС является снижение расхода топлива на двухтопливной электростанции. В расчетах учтено снижение топлива пропорционально снижению выработки на соответствующей станции. С учетом этого, в состав рассматриваемых эксплуатационных затрат при расчете критерия минимума дисконтированных затрат вошли:

- Топливо для двухтопливной электростанции
- Расходы по содержанию и эксплуатации ВЭС
- Налог на имущество
- Амортизация

Топливо

Стоимость дизельного топлива для двухтопливной электростанции принята в размере 71 229 руб./т с учётом транспортных расходов. Данная величина была взята в соответствии с ранее принятым решением Региональной энергетической комиссии Сахалинской области при определении тарифов на электрическую энергию на 2020 год и 2021 год с учётом индексации.

Стоимость угля принята в размере 6083,51 руб./т.

В дальнейшем при завершении программы по газификации предполагается использование СПГ. Стоимость сжиженного природного газа (СПГ) в прогнозных расчетах была принята равной 50 000 руб./тонну с учетом транспортных расходов.

Эксплуатационные затраты ВЭС

Согласно общемировой практике эксплуатации ветроэлектрических систем эксплуатационные затраты приняты в размере 2 % в год от стоимости капитальных затрат. Таким образом, годовые эксплуатационные затраты по ВЭС составят 12,89 млн. руб.

Амортизация основных средств

Норма амортизационных начислений в данной работе определялась линейным способом – как процент от первоначальной стоимости объекта строительства, нормированный сроком службы и эксплуатации.

ВЭС. Срок полезного использования от 15 до 25 лет. Коэффициент амортизации 4%.

ДЭС. Срок полезного использования от 15 до 20 лет. Коэффициент амортизации 6,2%.

МГЭС. Срок полезного использования до 30 лет. Коэффициент амортизации 3,3%.

В соответствии с представленной выше методикой и исходными данными были сформированы финансовые модели и произведен расчет дисконтированных затрат по каждому из рассматриваемых вариантов. По результатам проведенных расчетов ниже в таблице 2.2.4.1.4 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Таблица 2.2.4.1.4.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	10,9	11,9	9,9	8,9
	Двухтопливная электростанция, МВт	7	7	7	7
	Малые ГЭС, МВт	1,9	1,9	1,9	1,9
	ВЭС, МВт	2	3	1	0
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	2 749,12	3 132,37	2 365,86	1 982,61
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	4 819,74	4 970,29	4 669,20	4 518,66

По итогам проведенного расчёта, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 0 до 3 МВт) обладают схожими приведенными затратами (отклонение менее 5%), что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Наиболее точно состав оборудования и итоговой мощности ВЭС может быть оценен на более поздних стадиях проектирования после выбора соответствующей площадки, размещения ветроагрегатов на ней и получения технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования.

С дальнейшим увеличением мощностей ВЭС (3 и более МВт) эффективность будет сильно уменьшаться ввиду необходимости загрузки котельного оборудования на выработку тепловой энергии, а также возможностями энергосистемы по отпуску ВЭС в часы минимума.

2.2.4.2. Оптимистический вариант развития

Аналогичные расчеты проведены для оптимистического варианта. В разделе приведены краткие результаты.

В таблице 2.2.4.2.1 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Парамушир.

Таблица 2.2.4.2.1

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей на о. Парамушир

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности	11 МВт	1 760 000
2	Строительство малых ГЭС	1,9 МВт	547 200
3	Строительство ВЭС	3 МВт	966 845
	Итого:		3 274 045

Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

По результатам проведенных расчетов ниже в таблице 2.2.4.2.2 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Таблица 2.2.4.2.2.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	15,9	16,9	14,9	13,9
	Двухтопливная электростанция, МВт	11	11	11	11
	Малые ГЭС, МВт	1,9	1,9	1,9	1,9
	ВЭС, МВт	3	4	2	1
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	3 893,45	4 276,70	3 510,20	3 126,94
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	6 413,70	6 564,24	6 263,16	6 112,61

По итогам проведенного расчёта, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 1 до 4 МВт) обладают схожими приведенными затратами (отклонение менее 5%), что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Наиболее точно состав оборудования и итоговой

мощности ВЭС может быть оценен на более поздних стадиях проектирования после выбора соответствующей площадки, размещения ветроагрегатов на ней и получения технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования.

2.2.5. Развитие межпоселковых связей

На территории о. Парамушир расположен один энергорайон, следовательно, сетевое строительство для укрупнения энергорайонов не требуется. Карта-схема расположения объектов генерации приведена на рисунке 2.2.5.1. Подключение перспективных объектов генерации рекомендуется осуществить через существующее РУ-6 кВ ДЭС г. Северо-Курильска.

Развитие сети 6 кВ и рассмотрение целесообразности перехода на более высокий класс напряжения рекомендуется выполнить по мере роста нагрузок потребителей. Замену оборудования и реконструкцию сети 6 кВ требуется выполнять по мере износа электросетевого оборудования.

Итоговая карта-схема, содержащая свод рекомендуемых мероприятий по строительству сетей, приведена в Приложении 5.

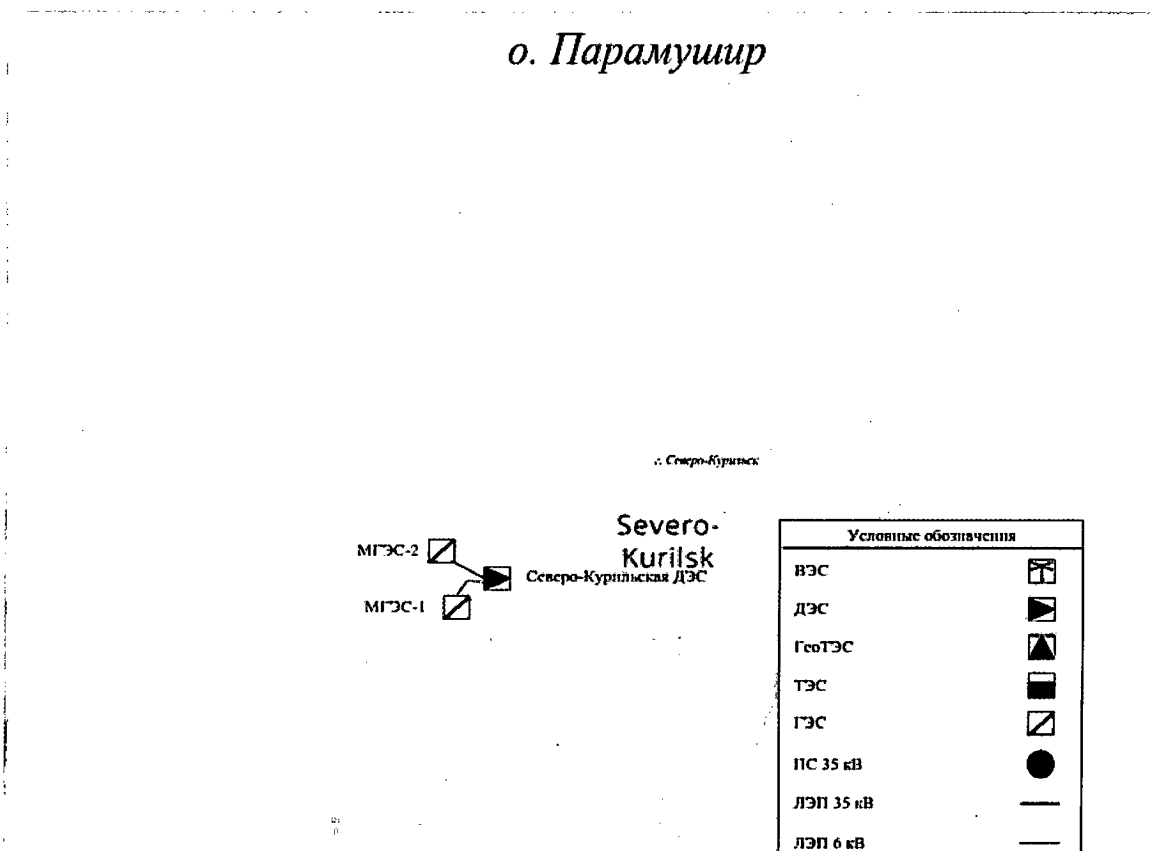


Рисунок 2.2.5.1. Расположение существующих объектов генерации о. Парамушир.

2.2.6. Прогнозные балансы электроэнергии и мощности

2.2.6.1. Консервативный вариант развития

В таблицах 2.2.6.1.1 и 2.2.6.1.2 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022-2035 гг. с учетом реализации

рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки.

Таблица 2.2.6.1.1.

Прогнозный баланс электрической мощности «Северо-Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. для консервативного варианта развития

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	10,9	10,9	10,9
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7	7	7
«Мини ГЭС-1»	1	1	1	1	1	-	-	-
«Мини ГЭС-2»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-	-	-
Мини ГЭС (новые)	-	-	-	-	-	1,9	1,9	1,9
ВЭС	-	-	-	-	-	2	2	2
Располагаемая мощность станций, МВт	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	8,9	8,9	8,9
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	7	7	7
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	-	-	-
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	-	-	-
Малые ГЭС (новые)	-	-	-	-	-	1,9	1,9	1,9
ВЭС	-	-	-	-	-	0	0	0
Максимум потребления, МВт	4,4	5,0	5,2	5,4	6,0	6,1	6,2	6,3
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	2,2	2,2	2,2
Итого спрос (с учетом резерва), МВт	7,6	8,2	8,4	8,6	9,2	8,3	8,4	8,5
ИЗЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,552	-1,161	-1,325	-1,554	-2,106	0,586	0,491	0,397

Таблица 2.2.6.1.2.

Прогнозный баланс электрической энергии «Северо-Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. для консервативного варианта развития, млн. кВт*ч

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	22,46	25,8	26,6	27,8	30,6	31,5	31,9	32,4
Выработка электрической энергии	22,46	25,8	26,6	27,8	30,6	31,5	31,9	32,4
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	20,11	23,2	23,9	24,3	27,1	19,0	19,5	19,9
«Мини ГЭС-1»	1,22	1,6	1,6	2,1	2,1			
«Мини ГЭС-2»	1,13	1	1,1	1,4	1,4			
Малые ГЭС (новые)						6,1	6,1	6,1
ВЭС						6,4	6,4	6,4

2.2.6.2. Оптимистический вариант развития.

В таблицах 2.2.6.2.1 и 2.2.6.2.2 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022-2035 гг. с учетом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки.

Таблица 2.2.6.2.1.

Прогнозный баланс электрической мощности «Северо-Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. для оптимистического варианта развития

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	8,448	8,448	8,448	8,448	8,448	15,9	15,9	15,9
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	11	11	11
«Мини ГЭС-1»	1	1	1	1	1	-	-	-
«Мини ГЭС-2»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-	-	-
Мини ГЭС (новые)	-	-	-	-	-	1,9	1,9	1,9
ВЭС	-	-	-	-	-	3	3	3
Располагаемая мощность станций, МВт	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	12,9	12,9	12,9
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	7,048	7,048	7,048	7,048	7,048	11	11	11
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	-	-	-
«Мини ГЭС-1»	0	0	0	0	0	-	-	-
Малые ГЭС (новые)	-	-	-	-	-	1,9	1,9	1,9
ВЭС	-	-	-	-	-	0	0	0
Максимум потребления, МВт	4,4	5,1	5,3	6,8	7,0	7,3	8,8	9,1
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	2,2	2,2	2,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	7,6	8,3	8,5	10	10,2	9,5	11	11,3
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,552	-1,252	-1,452	-2,952	-3,152	3,4	1,9	1,6

Таблица 2.2.6.2.2.

Прогнозный баланс электрической энергии «Северо-Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. для оптимистического варианта развития, млн. кВт*ч

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	22,46	26,4	27,5	35,0	36,2	37,5	45,2	47,0
Выработка электрической энергии	22,46	26,4	27,5	35,0	36,2	37,5	45,2	47,0
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС г. Северо-Курильска</i>	20,11	23,8	24,8	31,6	32,7	32,0	32,0	32,0
«Мини ГЭС-1»	1,22	1,6	1,6	2,1	2,1	-	-	-
«Мини ГЭС-2»	1,13	1,0	1,1	1,4	1,4	-	-	-
Малые ГЭС (новые)	-	-	-	-	-	3,5	5,8	6,1
ВЭС	-	-	-	-	-	2,0	7,4	8,9

2.2.7. Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Парамушир

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов генерации и объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ приведен в таблице 2.2.7.1 для консервативного варианта развития, в таблице 2.2.7.2 – для оптимистического..

Таблица 2.2.7.1.

**Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Парамушир
(консервативный вариант)**

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 7±10 % МВт	III квартал 2025 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	отсутствует	1 120 000
2	Вывод ¹³ из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт	III квартал 2025 г.	Наличие гидроэнергетического потенциала; невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов на различных участках, приводящих к потерям напора	отсутствует	547 200

¹³ Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
3	Строительство ветровой электростанции 2 МВт	II квартал 2025 г.	и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов 1) В разделе 2.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности. 2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	отсутствует	644 563
Объекты электросетевого хозяйства					
<i>Необходимость в мероприятиях отсутствует</i>					

Таблица 2.2.7.2.

**Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Парамушир
(оптимистический вариант)**

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1*	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на	III квартал	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022	отсутствует	1 760 000

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство и/или генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
	СПГ с увеличением мощности до 11±10 % МВт	2025 г.	- 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации») Наличие гидроэнергетического потенциала; невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов		
2*	Вывод ¹⁴ из эксплуатации существующих «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2» и строительство новых малых ГЭС мощностью 1,9 МВт	III квартал 2025 г.	1) В разделе 2.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.	отсутствует	547 200
3*	Строительство ветровой электростанции 3 МВт	II квартал 2025 г.		отсутствует	966 845

¹⁴ Решение о необходимости вывода из эксплуатации или возможном ремонте должно быть принято после дополнительной оценки технического состояния объектов

Мелп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
			<p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>		
Объекты электросетевого хозяйства					
<i>Необходимость в мероприятиях отсутствует.</i>					

* данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергии. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

2.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

2.3.1. Структура и состав тепловой мощности

Основным производителем тепловой энергии на о. Парамушир является МП «ТЭС». В составе МП «ТЭС» находится один источник комбинированной выработки ДЭС г. Северо-Курильска – 6,848 МВт / 7,3 Гкал/ч и две котельные: Котельная ВКК и Котельная ЦРБ. Основное генерирующее оборудование этих источников приведено в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МП «ТЭС»	ДЭС г. Северо-Курильска	№ 1	Модуль передачи тепловой энергии DN125-S. Ser№09180492-3. Производитель: Aprovis energy systems GMBH			120	1.2	2009	
		№ 2	Модуль передачи тепловой энергии DN125-S. Ser№09180492-2. Производитель: Aprovis energy systems GMBH			120	1.2	2009	
		№ 3	Теплообменник отработавших газов N-35-550/3500-1H. Ser№16180816-AWT. Производитель: Aprovis energy systems GMBH				1.2	2017	
		№ 4	Модуль передачи тепловой энергии Ser№BM2019C K8. Производитель: ООО			125	1.2	в эксплуатацию не введен	

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			"ВладМодуль"						
	Котельная ВКК	1	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2020	2030
		2	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2018	2028
		3	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2019	2029
		4	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2017	2027
		5	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2019	2029
		6	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2017	2027
	Котельная ЦРБ	1	Энергия-3М	Уголь	н/д	95/70	0,38	1989	1999
		2	Энергия-3М	Уголь	н/д	95/70	0,38	1989	1999
		3	КВр-0,63 К	Уголь	н/д	95/70	0,54	2013	2023
		4	КВр-0,63 К	Уголь	н/д	95/70	0,54	2013	2023
		5	КВр-0,93 К	Уголь	н/д	95/70	0,8	2013	2023
		6	Теплообменник и	н/д	н/д	н/д	3,072	2011	н/д

В основном водогрейные котлы на источниках МП «ТЭС» имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии. Однако на источнике Котельная ЦРБ находятся два котла имеют срок службы более 30 лет. В ближайшей перспективе необходимо предусмотреть мероприятия по замене или продлению ресурса данных агрегатов.

2.3.2. Объём выработки и потребления (баланс) тепловой энергии за период 2017 - 2021 г.г.

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуски тепловой энергии источников тепловой энергии, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии от источников некомбинированной выработки о. Парамушир с разделением по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г. приведён в таблице 2.3.2.1.

Таблица 2.3.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников некомбинированной выработки о. Парамушир по видам теплоносителя за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
ДЭС г. Северо-Курильска	2017					7 563,85	7 563,85
	2018					6 548,46	6 548,46
	2019					7 196,44	7 196,44
	2020					7 300,00	7 300,00
	2021					5 385,09	5 385,09
Котельная ВКК	2017					22 416	22 416

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2018					21 090	21 090
	2019					19 811	19 811
	2020					19 957	19 957
	2021					19 557	19 557
Котельная ЦРБ	2017					9 865	9 865
	2018					5 742	5 742
	2019					6 936	6 936
	2020					5 293	5 293
	2021					4 996,3	4 996,3
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Парамушир	2017					39 844,85	39 844,85
	2018					33 380,46	33 380,46
	2019					33 943,44	33 943,44
	2020					32 550	32 550
	2021					29 938,39	29 938,39

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии с разделением по категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Парамушир с разделением по группам потребителей за 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 2.3.2.2

Таблица 2.3.2.2.

Отпуск тепловой энергии на территории о. Парамушир по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
ДЭС г. Северо-Курильска	2017	4 377,63		254,07	4 631,7
	2018	4 500,26		97,51	4 597,77
	2019	3 739,858		0	3 739,858
	2020	4 373,742		0	4 373,742
	2021	4 413,415		0	4 413,415
Котельная ВКК	2017	20 118		1 725	22 416
	2018	17 998		2 511	21 090
	2019	15 378		3 660	19 811
	2020	16 081		3 151	19 957
	2021	18 741		816	19 557
Котельная ЦРБ	2017	9 386		330	9 865
	2018	5 477		118	5 742
	2019	4 383		1 721	6 936
	2020	3 294		1 837	5 293
	2021	4 996,3			4 996,3
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии	2017	33 881,63		2 309,07	36 912,7
	2018	27 975,26		2 726,51	31 429,77

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
котельными о. Парамушир	2019	23 500,86		5 381	30 486,86
	2020	23 748,74		4 988	29 623,74
	2021	28 150,72		816	28 966,72

Как видно из таблицы, основными потребителями тепловой энергии является население. За последние пять лет наблюдается чёткая тенденция на снижение потребления тепловой энергии.

2.3.3. Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 года

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии. Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Парамушир, с разделением по видам теплоносителя за период до 2035 г. приведен в таблице 2.3.3.1.

Таблица 2.3.3.1.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Парамушир, с разделением по видам теплоносителя на 2022 - 2035 г.г.

Наименование объекта генерации	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
ДЭС г. Северо-Курильска (до реконструкции)	2022					7 300	7 300
	2023					7 300	7 300
	2024					7 300	7 300
	2025					7 300	7 300
ДЭС г. Северо-Курильска (после реконструкции)	2026					41 138,24	41 138,24
	2030					41 984,2	41 984,2
	2035					42 830,16	42 830,16
Котельная ВКК	2022					22 002,97	22 002,97
	2023					23 103,12	23 103,12
	2024					24 258,28	24 258,28
	2025					25 471,19	25 471,19
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная ЦРБ	2022					5 835,83	5 835,83
	2023					6 127,62	6 127,62
	2024					6 434,01	6 434,01
	2025					6 755,71	6 755,71
	2026					0	0

Наименование объекта генерации	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2030					0	0
	2035					0	0
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии объектами генерации о. Парамушир	2022					35 138,8	35 138,8
	2023					36 530,74	36 530,74
	2024					37 992,29	37 992,29
	2025					39 526,9	39 526,9
	2026					41 138,24	41 138,24
	2030					41 984,2	41 984,2
	2035					42 830,16	42 830,16

Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации с тепловой мощностью 12 Гкал/ч в III квартале 2025 г., позволит вывести из эксплуатации существующие источники тепловой энергии (котельную ВКК и ЦРБ) и перевести всех потребителей на снабжение теплом и электричеством в комбинированном режиме выработки. Однако данный сценарий возможен только при выполнении теплосетевых мероприятий, обеспечивающих надёжность теплоснабжения г. Северо-Курильск.

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований сформированы прогнозные балансы мощности источников тепловой энергии. Прогноз балансов тепловой мощности (в т.ч. прогноз максимума нагрузки) и наличие (отсутствие) резерва мощности на период 2022 – 2026 годы и до 2035 года приведен в таблице 2.3.3.2.

Таблица 2.3.3.2.

Прогнозный баланс тепловой мощности «Северо-Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.

Наименование объекта генерации	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединённая нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
ДЭС г. Северо-Курильска (до реконструкции)	2022	12,84	12,84	10,889	1,951
	2023	12,84	12,84	10,889	1,951
	2024	12,84	12,84	10,889	1,951
	2025	12,84	12,84	10,889	1,951
ДЭС г. Северо-Курильска (после реконструкции)	2026	24,84		17,109	7,731
	2030	24,84		17,269	7,571
	2035	24,84		17,419	7,421
Котельная ВКК	2022	1,52		1,35	0,42
	2023	1,52		1,8	0,37
	2024	1,52		1,08	0,31
	2025	1,52		1,31	0,25
	2026	0		0	
	2030	0		0	
	2035	0		0	
Котельная ЦРБ	2022	6,4		4,02	2,18

Наименование объекта генерации	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
	2023	6,4		4,22	1,97
	2024	6,4		4,43	1,75
	2025	6,4		4,65	1,51
	2026	0		0	
	2030	0		0	
	2035	0		0	
Суммарные показатели тепловой мощности объектами генерации о. Парамушир	2022	20,76	12,84	16,2593	4,5507
	2023	20,76	12,84	16,9093	4,2907
	2024	20,76	12,84	16,3993	4,0107
	2025	20,76	12,84	16,8493	3,7107
	2026	24,84	0	17,1093	7,7307
	2030	24,84	0	17,2693	7,5707
	2035	24,84	0	17,4193	7,4207

Ориентировочная тепловая мощность, которую может выдать новая двухтопливная котельная составляет 12 Гкал/ч. Данная мощность позволяет покрыть существующие и перспективные нагрузки с запасом, при условии сохранения действующих тепловых мощностей ДЭС г. Северо-Курильска. В связи с чем с 2026 года планируется перевести тепловую нагрузку с существующих тепловых источников на новый источник комбинированной выработки.

На прогнозируемом периоде дефицита мощности на источниках тепловой энергии не наблюдается.

2.3.4. Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по предприятиям

В соответствии с официальными опубликованными данными региональной энергетической комиссии Сахалинской области сформирована динамика тарифов на тепловую энергию и горячее водоснабжение (без учёта надбавки на холодную воду) с разделением по муниципальным образованиям, теплоснабжающим организациям и типам потребителей за период 2017 - 2021 г.г. Указанная информация приведена в таблице 2.3.4.1.

Общий прирост за рассматриваемый период составил от 2,8 % до 3,2 % в год в среднем по субъектам, что укладывается в регламентированный рост тарифа на тепловую энергию в пределах инфляционных показателей.

Таблица 2.3.4.1.

Динамика тарифа на тепловую энергию за период 2017-2021 г.г., руб/Гкал

Наименование теплоснабжающей организации	2017	2018	2019	2020	2021
МП «ТЭС»	5 072,87	5 443,24	7 026,00	7 008,47	6 314,00

В соответствии с ретроспективными показателями прироста, ограничений в тарифном регулировании на тепловую энергию и отсутствию

существенных планов как по капитальному строительству, так и по переходу муниципальных образований к методике расчета тарифов по методу «альтернативной котельной» для расчета перспективных показателей принята существующая динамика изменения тарифа. Указанная информация приведена в таблице 2.3.4.2.

Таблица 2.3.4.2.

**Прогноз динамика тарифа на тепловую энергию
за период до 2035 г., руб/Гкал**

Наименование теплоснабжающей организации	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
МП «ТЭС»	6 585,51	6 848,93	7 122,88	7 407,80	7 704,11	9 012,72	10 965,35

**2.3.5. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципального
образования Северо-Курильский городской округ**

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Сведения о сроках действия и периодах разработки / актуализации схемы теплоснабжения о. Парамушир, представлены в таблице 2.3.5.1.

Таблица 2.3.5.1.

**Данные о сроках разработки и актуализации схем теплоснабжения
о. Парамушир**

Муниципальное образование	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
Северо-Курильский городской округ	2013	2028	Требуется актуализация

2.4. ПОТРЕБЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ ОСТРОВА ПАРАМУШИР

2.4.1. Фактическое и прогнозное потребление топлива (топливный баланс)

Топливный баланс о. Парамушир за период 2017 – 2021 г.г. сформирован по источникам тепловой и электрической энергии, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными за период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 2.4.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 2.4.1.2.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплоэнергетики. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными, с разбивкой по энергорайонам, электрическим станциям, котельным и видам используемого топлива в период на 2022 – 2026 годы и до 2035 года представлен в таблице 2.4.1.3.

Таблица 2.4.1.1.

Фактическое потребление топлива источниками, находящимися на территории о. Парамушир

Наименование объекта генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	тыс. м³	т.у.т.	тыс. м³	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2017	4 955,93					3 417,88	4 955,93					
	2018	5 467,37					3 770,60	5 467,37					
	2019	5 188,91					3 578,56	5 188,91					
	2020	4 786,73					3 301,19	4 786,73					
	2021	4 961,61					3 421,8	4 961,61					
ДЭС г. Северо-Курильска	2017	4 192,45							5 619,90	4 192,45			
	2018	4 188,98							5 419,12	4 188,98			
	2019	4 155,41							5 233,51	4 155,41			
	2020	4 421,26							5 589,46	4 421,26			
	2021	4 338,37							5 634,25	4 338,37			
	2021	260,17							348,75	260,17			
Котельная ВКК	2018	220,31							285,00	220,31			
	2019	273,63							344,63	273,63			
	2020	48,08							60,79	48,08			
	2021	901,64					594,2	861,6	52	40,04			
	2017	9 408,55					3 417,88	4 955,93	5 968,65	4 452,62			
	2018	9 876,66					3 770,60	5 467,37	5 704,12	4 409,29			
Котельная ЦРБ	2019	9 617,95					3 578,56	5 188,91	5 578,14	4 429,04			
	2020	9 256,07					3 301,19	4 786,73	5 650,25	4 469,34			
	2021	10 201,62					4 016,0	5 823,21	5 686,25	4 378,41			
	2017	9 408,55											
	2018	9 876,66											
	2019	9 617,95											
Суммарные показатели расхода топлива по объектам генерации о. Парамушир	2020	9 256,07											
	2021	10 201,62											

За рассматриваемый период 2016 - 2021 гг., генерирующие источники потребляли два вида топлива: дизельно топливо и уголь. Оба вида топлива являются одинаково важными и потребляются в примерно в разных пропорциях.

Таблица 2.4.1.2.

**Удельные фактические расходы топлива на выработку
электрической и тепловой энергии**

Наименование объекта генерации	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС г. Северо-Курильска	2017	246,66	212,17
	2018	275,22	236,73
	2019	243,12	209,12
	2020	233,26	200,63
	2021	261,24	224,70
Котельная ВКК	2017	187,03	-
	2018	198,62	-
	2019	209,75	-
	2020	221,54	-
	2021	221,54	-
Котельная ЦРБ	2017	26,37	-
	2018	38,37	-
	2019	39,45	-
	2020	9,08	-
	2021	9,08	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Парамушир являются среднеэффективными.

Наименование объекта генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год										
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива
		т.т.	т.н.т.	т.т.	т.н.т.	т.т.	т.н.т.	т.т.	т.н.т.	т.т.	т.н.т.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2030											
	2035											
Суммарные показатели расхода топлива по объектам генерации о. Парамушир	2022	10 640,27					3 941,62	5 715,34	6 226,21	4 924,93		
	2023	11 116,65					4 102,07	5 948,00	6 534,33	5 168,65		
	2024	10 542,03					3 529,29	5 117,47	6 857,85	5 424,56		
	2025	11 417,25					3 947,58	5 723,98	7 197,55	5 693,27		
	2026	9 808,29	6 247,32	9 808,29								
	2030	10 054,30	6 404,01	10 054,30								
	2035	10 283,52	6 550,01	10 283,52								

В перспективе, все угольные источники планируются к замещению источниками комбинированной выработки. После 2026 года основным видом топлива для о. Парамушир станут сжиженный природный газ (резервным – дизельное топливо).

Таблица 2.4.1.4.

**Удельные перспективные расходы топлива на выработку
электрической и тепловой энергии (консервативный вариант развития)**

Наименование объекта генерации	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС г. Северо-Курильска <i>(до реконструкции)</i>	2022	209,86	180,51
	2023	213,38	183,54
	2024	181,49	156,11
	2025	186,80	160,68
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
ДЭС г. Северо-Курильска <i>(после реконструкции)</i>	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	-
	2026	169,47	145,77
	2030	170,01	146,23
	2035	170,32	146,50
Котельная ВКК	2022	221,54	-
	2023	221,54	-
	2024	221,54	-
	2025	221,54	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Котельная ЦРБ	2022	8,65	-
	2023	8,24	-
	2024	7,85	-
	2025	7,47	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Парамушир являются среднеэффективными.

Таблица 2.4.1.5.

Перспективное потребление топлива источниками выработки о. Парамушир (оптимистический вариант развития)

Наименование объекта генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2022	5 277,36					3 639,56	5 277,36					
	2023	5 541,23					3 821,54	5 541,23					
	2024	5 818,29					4 012,62	5 818,29					
	2025	6 109,21					4 213,25	6 109,21					
	2026												
	2030												
	2035												
	2022												
	2023												
	2024												
	2025												
	2026												
	2022	11 618,00	7 400	11 618,00									
	2030	15 857,00	10 100	15 857,00									
	2035	16 799,00	10 700	16 799,00									
	2022	4 874,44							6 162,38	4 874,44			
	2023	5 118,16							6 470,50	5 118,16			
	2024	5 374,07							6 794,02	5 374,07			
	2025	5 642,78							7 133,72	5 642,78			
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	50,49							63,83	50,49			
	2023	50,49							63,83	50,49			
	2024	50,49							63,83	50,49			
	2025	50,49							63,83	50,49			
	2026												

Котельная ВКК

Котельная ЦРБ

Таблица 2.4.1.6.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии (оптимистический вариант развития)

Наименование объекта генерации	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС г. Северо-Курильска (до реконструкции)	2022	190,03	163,45
	2023	193,54	166,47
	2024	168,74	145,14
	2025	172,45	148,33
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
ДЭС г. Северо-Курильска (после реконструкции)	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	-
	2026	169,20	145,54
	2030	228,13	196,22
	2035	238,78	205,38
Котельная ВКК	2022	221,54	-
	2023	221,54	-
	2024	221,54	-
	2025	221,54	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Котельная ЦРБ	2022	8,65	-
	2023	8,24	-
	2024	7,85	-
	2025	7,47	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Парамушир являются среднеэффективными

2.4.2. Состав существующих топливных складов, логистика (доставка) и хранение различных видов топлива.

Хранение дизельного топлива и других видов нефтепродуктов

Склад дизельного топлива для собственных нужд МП «ТЭС» расположен на площадке существующего склада ДЭС г. Северо-Курильска, расположенной на удалении около 3,4 км от места приёма топлива в порту. Для организации приема топлива в порту и перекачки его на склад хранения предусматривается площадка «блока приёма топлива», состоящая из резервуара емкостью 1000 м³ и перекачивающей насосной станции. Топливо, хранящееся в резервуарах, предназначается для работы ДЭС. Для хранения дизельного топлива у ДЭС предусматривается установка двух вертикальных стальных наземных резервуаров РВС-1000 со стационарной крышей. У пирса на территории порта выполнен блок приёма дизельного топлива с нефтеналивной баржи, включающий в себя один приёмный стальной вертикальный резервуар РВС-1000. Хранение топлива в порту временное - на период перекачки из приёмного резервуара в порту в резервуары хранения у ДЭС. Дизельное топливо перекачивается по магистральному трубопроводу. При заполненных резервуарах у ДЭС часть топлива может храниться в ёмкости в порту и перекачиваться при необходимости. Для сбора проливов топлива, протечек и дренажей предусматриваются горизонтальные подземные резервуары марки РГСп ёмкостью 5 м³ и 25 м³.

Общая вместимость складов дизельного топлива о. Парамушир составляет 3 000 м³. Объёма существующих складов достаточно более чем на 4 месяца работы ДЭС при максимальной загрузке и более чем на 10 месяцев работы ДЭС с фактической текущей загрузкой. На ближайшую перспективу развития ДЭС объёмов существующих складов 2 000 м³ достаточно для обеспечения, требуемого 45-ти суточного запаса хранения топлива.

Хранение природного газа

Хранение и использование газа (СПГ, КПГ) для производства электро- и теплоэнергии в муниципальном образовании Северо-Курильский городской округ не выполняется.

Итоговые данные по количеству топливных складов на о. Парамушир представлены в таблице 2.4.2.1.

Таблица 2.4.2.1.

Основные топливные склады о. Парамушир

Наименование источника (склада)	Вид топлива хранящийся на складе	Количество ёмкостей/резервуаров хранения	Объёмы хранения		Существующий резерв/дефицит объёмов, куб.м/тонн	Текущее состояние (в эксплуатации и/в резерве/в аварийном состоянии/др.
			Ед. измерения	Количество		
Централизованный склад ГСМ о. Парамушир при ДЭС	Дизельное топливо	2	м ³	1000		В эксплуатации
Блок приёма дизельного топлива в порту	Дизельное топливо	1	м ³	1000		В эксплуатации

2.4.3. Характеристики морских портов, портпунктов Курильских островов, в том числе, которые используются для доставки топлива.

Морской порт о. Парамушир имеет достаточную пропускную способность для обеспечения острова основными энергетическими ресурсами. Однако в порту отсутствуют системы приёма и хранения сжиженного газа, что препятствует доставке на остров самого экологичного и эффективного вида топлива, природного газа. Для стабильного развития энергетики на острове, в ближайшие 5 лет необходимо организовать терминал приёма и ёмкости для хранения СПГ. Основные характеристики порта приведены в таблице 2.4.3.1.

Таблица 2.4.3.1.

Основные технические характеристики Морского порта о. Парамушир

Площадь территории морского терминала, кв. км;	Морской терминал Северо-Курильск - 0,012
Месторасположение морского терминала	Сахалинская обл., Северо-Курильский р-н, г. Северо-Курильск, Второй Курильский пролив
Площадь акватории морского терминала, кв. км;	3,36
Количество причалов	6
Количество рейдовых перегрузочных комплексов	0
Длина причального фронта, м;	881,97
Пропускная способность грузовых терминалов всего, тыс. тонн в год;	
в том числе:	
• наливные, тыс. тонн в год;	11,00
• сухие, тыс. тонн в год;	35,1
• контейнеры, тыс. TEU в год;	0,048
Максимальные габариты судов, заходящих в морской терминал	
• осадка	4,5 м
• длина	85,0 м
• ширина	14,0 м
Площадь крытых складов, тыс. кв. м;	0
Площадь открытых складов, тыс. кв. м;	0

Морские вокзалы, кв. м.	
Пропускная способность пассажирского морского вокзала (пассажиры в год).	4 100
Емкости резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Максимально используемая объем емкостей резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Период навигации	круглогодичный

3. ОСТРОВ ИТУРУП

3.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ИТУРУП

3.1.1. Общая характеристика энергорайона о. Итуруп. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям

«Курильский энергорайон»

Данный энергорайон расположен в центральной части о. Итуруп, а именно на территории г. Курильск, с. Китовое, с. Ясный, с. Рыбаки и с. Рейдово муниципального образования «Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС с. Китовое и ДЭС с. Рейдово. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «ДальЭнергоИнвест».

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 кВ. Электрическая связь между с. Рейдово и г. Курильск осуществляется по КЛ-35 кВ.

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Данный энергорайон расположен на территории вахтового посёлка в зал. Куйбышевский муниципального образования «Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС «Синтегра». Функции выработки и передачи электроэнергии выполняет ООО «Синтегра», энергосбытовые функции – ООО «Синтегра» и ПАО «Сахалинэнерго».

Энергорайон «Горячий Ключ»

Данный энергорайон расположен на территории с. Горячие Ключи муниципального образования «Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Горячие Ключи. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации.

Энергорайон «Буревестник»

Данный энергорайон расположен на территории с. Буревестник муниципального образования «Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Буревестник. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Жилкомсервис».

Энергорайон «Горное»

Данный энергорайон расположен на территории с. Горное муниципального образования «Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС «Горное-1» и ДЭС «Горное-2». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Жилкомсервис».

Численный состав предприятий электроэнергетики

Численный состав предприятий электроэнергетики за период 2017 – 2021 годы с разбивкой по группам персонала приведен в таблицах 3.1.1.1-3.1.1.2.

Таблица 3.1.1.1.

Численный состав ООО «ДальЭнергоИнвест»

Год	Численность списочного состава				
	Всего	Основной персонал	Цеховой персонал	Общехозяйственный персонал	Автотранспортный персонал
ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Итуруп)					
2017	70	39	9	19	3
2018	63	32	10	16	5
2019	69	32	12	19	6
2020	72	33	14	20	6
2021	69	33	13	18	5

Таблица 3.1.1.2.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
ООО «Синтегра»							
2019	7	1	2	-	4	1	8
2020	7	1	2	-	4	1	8
2021	7	1	2	-	4	1	8
МУП «Жилкомсервис»							
2017	8	1	1		6		8
2018	8	1	1		6		8
2019	21	1	1		19		21
2020	21	1	1		19		21
2021	21	1	1		19		21
ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО (о. Итуруп)							
2019	33	1	4		28		33
2020	34	1	5		28		34
2021	34	1	5		28		34

3.1.2. Структура и состав установленной мощности

Установленная мощность электростанций, находящихся на территории о. Итуруп, на 31 декабря 2021 года составила 22,033 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации

электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 3.1.2.1 и на рисунке 3.1.2.1.

Таблица 3.1.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации по состоянию на 31.12.2021

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
ИТОГО:		22,033	10,18
«Курильский энергорайон»		14,016	10,18
ДЭС с. Рейдово	ООО «ДальЭнергоИнвест»	4,864	4,18
ДЭС с. Китовое		9,152	6
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		2,247	-
ДЭС «Синтегра»	ООО «Синтегра»	2,247	-
Энергорайон «Горячий Ключ»		3,0	-
ДЭС с. Горячий Ключ	ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	3,0	-
Энергорайон «Буревестник»		0,25	-
ДЭС с. Буревестник	МУП «Жилкомсервис»	0,25	-
Энергорайон «Горное»		2,52	-
ДЭС «Горное-1»	МУП «Жилкомсервис»	0,945	-
ДЭС «Горное-2»		1,575	-

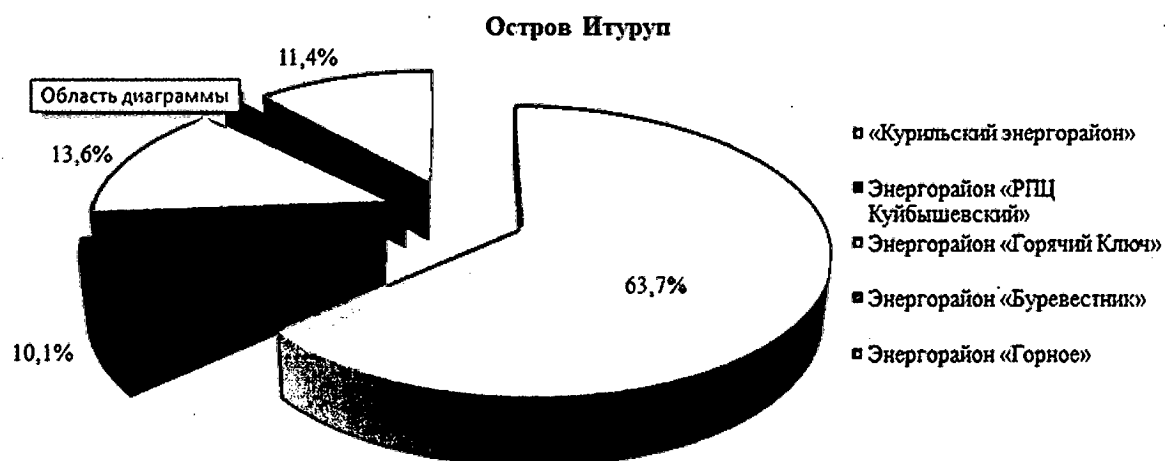


Рисунок 3.1.2.1. Структура установленных мощностей электростанций о. Итуруп с разбивкой по энергорайонам по состоянию на 31.12.2021

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2021 г.

В течение 2021 г. изменений установленной мощности станций не было.

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории Сахалинской области функционируют следующие организации, занимающиеся производством электроэнергии:

- ООО «ДальЭнергоИнвест»;

- ООО «Синтегра»;

- ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление»

Министерства обороны Российской Федерации (ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО);

- МУП «Жилкомсервис».

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям приведена в таблице 3.1.2.2.

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2021

Наименование ЭС	№ агр	Тип генераторной установки	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
«Курильский энергорайон»						
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	1	3512В	2013	Дизельное топливо	с. Рейдово, ул. Курильское шоссе, 10	1,08
	2	3512В	2013			1,08
	3	3512В	2013			1,08
	4	3516В	2019			1,6
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	1	3516В	2015	Дизельное топливо	с. Китовое, ул. Энергетиков, 1	1,6 Выведен из эксплуатации (требуется кап.ремонт)
	2	3516В	2015			1,6 Выведен из эксплуатации (требуется кап.ремонт)
	3	3516В	2019			1,6
	4	3512В	2015			1,08
	5	3512В	2015			1,08
	6	3512В	2013			1,08
	7	3512В	2013			1,08
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»						
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	1	С18	2019	Дизельное топливо	Куйбышевский залив, Вахтовый пос. РПЦ «Куйбышевский»	0,473
	2	С18	2019			0,508
	3	С18	2019			0,52
	4	С18	2019			0,52
	5	С18	2019			0,2
	6	GEPI3.5-2	2019			0,013
	7	GEPI3.5-2	2019			0,013
Энергорайон «Горячий Ключ»						
ДЭС с. Горячий Ключ (ЖКС № 6 филиала ФГБУ	1	АД500-Т400-3Р	2020	Дизельное топливо	с. Горячий Ключ	0,500
	2	АД500-Т400-3Р	2020			0,500

Наименование ЭС	№ агр	Тип генераторной установки	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
«ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)	3	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
	4	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
	5	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
	6	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
Энергорайон «Буревестник»						
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	1	АД-100С	н/д	Дизельное топливо	с. Буревестник	0,25
	2	АД-100	1982			
	3	АД-60	1982			
Энергорайон «Горное»						
ДЭС «Горное-1» (МУП «Жилкомсервис»)	1	ДГА 315	1987	Дизельное топливо	с. Горное	0,945
	2	ДГА 315	1982			
	3	ДГА 315	2006			
ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	1	ДГА 315	1981	Дизельное топливо	с. Горное	1,575
	2	ДГА 315	1982			
	3	ДГА 315	1987			
	4	ДГА 315	2003			
	5	ДГА 315	2007			

Источники электрической энергии, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

На территории о. Итуруп отсутствуют электростанции, использующие возобновляемые источники энергии.

Оценка надёжности функционирования объектов генерации

По информации ООО «ДальЭнергоИнвест», полученной письмом № 2010/3 от 20.10.2021, на ДЭС с. Рейдово и ДЭС с. Китовое в период 2017 - 2021 г.г. аварий не происходило.

По информации ООО «Синтегра» на ДЭС «Синтегра» в период 2019 - 2021 г.г. аварий не было.

Информация о количестве аварий и инцидентов приведена в таблице 3.1.2.3. для следующих объектов генерации:

- ДЭС с. Горячие Ключи, полученная письмом ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021;
- объектов МУП «Жилкомсервис» (ДЭС с. Буревестник, ДЭС «Горное-1» и ДЭС «Горное-2») (письмо МУП «Жилкомсервис» № 3.20-2492/21 от 13.10.2021).

Таблица 3.1.2.3.

Аварийность объектов генерации

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Филиал ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу)						
	Количество аварий, шт.	0	0	1	4	2
ДЭС с. Горячий Ключ	Причины	-	-	Короткое замыкание	Вышел из строя ДГУ, сработала система защиты некорректно	Вышел из строя коленчатый вал на ДГУ, не сработала защита на ГРЩ
МУП «Жилкомсервис»						
ДЭС с. Буревестник	Количество аварий, шт.	1	1	1	1	1
ДЭС «Горное-1» ДЭС «Горное-2»	Причины	н/д	н/д	н/д	н/д	Износ оборудования

Системы автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях

Информация о наличии / отсутствии систем автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях приведена в таблице 3.1.2.4.

Наличие систем автоматизации и учёта

Наименование электростанции	Объект учёта	Наличие приборов учёта	Наличие автоматизированной системы учёта	Особенности
«Курильский энергорайон»				
ДЭС с. Рейдово	Потребление топлива	есть	есть	Контроллер EMSP
	Выработка электрической энергии	есть	есть	-
	Выработка тепловой энергии	есть	есть	-
ДЭС с. Китовое	Потребление топлива	есть	есть	Контроллер EMSP
	Выработка электрической энергии	есть	есть	-
	Выработка тепловой энергии	есть	есть	-
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»				
ДЭС «Синтегра»	Потребление топлива	есть	нет	
	Выработка электрической энергии	есть	нет	
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
Энергорайон «Горячий Ключ»				
ДЭС с. Горячий Ключ	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
Энергорайон «Буревестник»				
ДЭС с. Буревестник	Потребление топлива	нет	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
Энергорайон «Горное»				
ДЭС «Горное-1»	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
ДЭС «Горное-2»	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		

Таким образом, можно сделать вывод о том, что на генерирующих объектах «Курильского энергорайона» действует автоматизированная система учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии.

На ДЭС с. Буревестник (энергорайон «Буревестник») отсутствуют приборы учёта потребления топлива, при этом установлены приборы учёта выработки электрической энергии, автоматизированная система учёта отсутствует.

На генерирующих объектах энергорайонов «Горное», «Горячий Ключ» и «РПЦ «Куйбышевский» установлены приборы учёта потребления топлива и выработки электрической энергии, но при этом отсутствует автоматизированная система учёта.

3.1.3. Характеристики электросетевого хозяйства «Курильский энергорайон»

В «Курильском энергорайоне» для электроснабжения потребителей и обеспечения электрической связи между дизельными электростанциями в с. Рейдово и с. Китовое имеет место применение электрических сетей 35 кВ.

Так, в 2012 г. была введена в работу КЛ-35 кВ ПС «Рейдово» – ПС «Курильск», осуществляющая электрическую связь основных центров питания 35 кВ энергорайона – ПС «Рейдово» и ПС «Курильск». Большую часть года линия отключена, ДЭС работают отдельно. Параллельная работа электростанций не допускается, при включении КЛ-35 кВ в работу осуществляется перенос точки раздела (питание только в направлении г. Курильск).

Также ПС «Курильск» имеет связь с «Океанской ГеоТЭС» по КЛ-35 кВ «Океанская ГеоТЭС» – ПС «Курильск», в настоящее время выведенной из эксплуатации.

Остальные сети «Курильского энергорайона» выполнены на напряжении 0,4 - 6 кВ.

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский» является обособленным и обеспечивает электроэнергией производственную базу ООО «Континент» и инфраструктурную составляющую системы жизнеобеспечения вахтового посёлка РПЦ «Куйбышевский». Передача электроэнергии потребителю осуществляется непосредственно от РП-0,4 кВ ДЭС «Синтегра».

Сети энергорайона «Горячий Ключ» выполнены на напряжении 0,4 - 10 кВ. Сети энергорайона «Буревестник» выполнены на напряжении 0,4 кВ. Сети энергорайона «Горное» выполнены на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021 приведены в таблице 3.1.3.1.

Таблица 3.1.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству о. Итуруп

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
2.	<i>Энергорайон «Курильский» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)</i>			
2.1	35 кВ	34,7	2	13,00
2.2	6 (10) кВ	43,71	35	15,29
2.3	0,22 - 0,4 кВ	44,49	-	-

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
3.	<i>Энергорайон «РПС Куйбышевский» (ООО «Синтегра»)</i>			
3.1	0,22 - 0,4 кВ	1,87	-	-
4.	<i>Энергорайон «Горячий Ключ» (ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)</i>			
4.1	6 (10) кВ	8,290	6	3,08
4.2	0,22 - 0,4 кВ	27,466	-	-
5.	<i>Энергорайон «Буревестник» (МУП «Жилкомсервис»)</i>			
5.1	0,22 - 0,4 кВ	2,366	-	-
6.	<i>Энергорайон «Горное» (МУП «Жилкомсервис»)</i>			
6.1	6 (10) кВ	2,31	5	1,03
6.2	0,22 - 0,4 кВ	7,46	-	-

По информации эксплуатирующей организации энергорайона «Курильский» (ООО «ДальЭнергоИнвест», письмо № 2010/3 от 20.10.2021) часть объектов электросетевого хозяйства является «ветхими», а именно:

- 3,2 км ЛЭП-6 кВ, что составляет 7,32 % от общей протяженности ЛЭП данного класса;
- 1 ТП-6/0,4 кВ установленной мощностью 0,25 МВ*А, что составляет 2,86 % от общего количества и 1,64 % от общей мощности.

По информации эксплуатирующей организации энергорайона «Горячий Ключ» (ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу), письмо № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021) часть объектов электросетевого хозяйства является «ветхими», а именно:

- 2,18 км ЛЭП-10 кВ, что составляет 26,3 % от общей протяженности ЛЭП данного класса;
- 19,6 км ЛЭП-0,4 кВ, что составляет 71,36 % от общей протяженности ЛЭП данного класса.

Оценка надёжности функционирования объектов электросетевого хозяйства

Информация о количестве аварий и инцидентов с указанием основных причин приведена в таблице 3.1.3.2 на основании данных, полученных от собственников:

- ООО «ДальЭнергоИнвест» (письмо № 2010/3 от 20.10.2021);
- ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО (письмо № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021);
- МУП «Жилкомсервис» (письмо № 3.20-2492/21 от 13.10.2021);
- ООО «Синтегра».

На основании полученной информации можно выделить наиболее встречающиеся причины повреждения объектов электросетевого хозяйства о. Итуруп, а именно:

- 1) короткое замыкание;
- 2) механическое повреждение КЛ.

Аварийность объектов электросетевого хозяйства

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Класс напряжения	Год		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			Количество аварий, шт.	Причины					
«Курильский энергорайон»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	35 кВ	0	0	0	0	0	0	
			-	-	-	-	-		
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	ООО «Синтегра»	0,22 - 0,4 кВ	0	0	0	0	0	0	
			-	-	-	-	-		
Энергорайон «Горячий Ключ»	ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО	0,22 - 0,4 кВ	0	0	0	0	0	0	
			-	-	-	-	-		
Энергорайон «Буревестник»	МУП «Жилкомсервис»	0,22 - 0,4 кВ	0	0	0	0	0	0	
			-	-	-	-	-		
Энергорайон «Горное»	МУП «Жилкомсервис»	0,22 - 0,4 кВ	0	0	0	0	0	0	
			-	-	-	-	-		

3.1.4. Потребление и выработка электроэнергии

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии в 2017 – 2021 г.г. представлена в таблицах 3.1.4.1 - 3.1.4.5.

«Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 3.1.4.1.

Таблица 3.1.4.1.

Баланс электрической энергии «Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	32,634	33,854	35,743	38,446	40,460
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	10,954	11,776	12,288	12,145	13,165
<i>ДЭС с. Китовое</i>	21,68	22,078	23,455	26,302	27,295
Собственные нужды ЭС	1,229	1,221	1,248	1,496	1,407
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	0,47	0,479	0,496	0,494	0,524
<i>ДЭС с. Китовое</i>	0,759	0,742	0,752	1,002	0,883
Хозяйственные нужды ЭС	0,602	0,606	0,599	0,585	0,580
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	0,138	0,158	0,15	0,169	0,128
<i>ДЭС с. Китовое</i>	0,464	0,448	0,449	0,416	0,452
Потери электроэнергии в электрических сетях	5,598	4,42	5,142	5,88	6,086
Полезный отпуск электроэнергии	25,205	27,607	28,754	30,485	32,387
- промышленные потребители	6,496	8,229	8,611	11,460	11,903
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	10,595	10,469	10,661	11,300	11,500
- прочие	8,114	8,909	9,491	8,330	8,984

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях ООО «Дальэнергоинвест» на территории «Курильского энергорайона» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 5,598 млн. кВт*ч, что составляет 17,2 % от выработки электрической энергии;

- 2018 г. – 4,42 млн. кВт*ч (снижение на 21,0 % относительно 2017 г.), что составляет 13,1 % от выработки электрической энергии;

- 2019 г. – 5,142 млн. кВт*ч (рост на 16,3 % относительно 2018 г.), что составляет 14,4 % от выработки электрической энергии;

- 2020 г. – 5,88 млн. кВт*ч (рост на 14,4 % относительно 2019 г.), что составляет 15,3 % от выработки электрической энергии;

- 2021 г. – 6,086 млн. кВт*ч (рост на 3,5 % относительно 2020 г.), что составляет 15 % от отпуска в сеть.

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 3.1.4.2.

Таблица 3.1.4.2.

Баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ Куйбышевский» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	-	-	1,167	1,270	1,104
Собственные нужды ЭС	-	-	0	0	0
Хозяйственные нужды ЭС	-	-	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях ¹⁵	-	-	0	0	0
Полезный отпуск электроэнергии	-	-	1,167	1,270	1,104
- промышленные потребители	-	-	0	0	0
- сельское хозяйство	-	-	0	0	0
- население	-	-	0,389	0,623	0,507
- прочие	-	-	0,778	0,647	0,597

Энергорайон «Горячий Ключ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 3.1.4.3.

Таблица 3.1.4.3.

Баланс электрической энергии энергорайона «Горячий Ключ» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	9,652	9,838	9,482	7,768
Собственные нужды ЭС	н/д	0,029	0,029	0,029	0,029
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,042	0,043	0,041	2,507
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	9,581	9,766	9,412	5,231
- промышленные потребители	н/д	0,127	0,077	0,729	0
- сельское хозяйство	н/д	0	0	0	0
- население	н/д	9,346	9,538	7,807	1,306
- прочие	н/д	0,107	0,152	0,876	3,925

¹⁵ Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на отходящих линиях РП-0,4 кВ станции

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО на территории с. Горячий Ключ в период 2019 - 2021 г.г. составила:

- 2018 г. – 0,042 млн. кВт*ч, что составляет 0,4 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 0,043 млн. кВт*ч, что составляет 0,4 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 0,041 млн. кВт*ч, что составляет 0,4 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 2,507 млн. кВт*ч, что составляет 32,3 % от выработки электрической энергии.

Энергорайон «Буревестник»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 3.1.4.4.

Таблица 3.1.4.4.

Баланс электрической энергии энергорайона «Буревестник» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,329	0,285	0,309	0,3	0,287
Собственные нужды ЭС	0,005	0,005	0,006	0,006	0,008
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,139	0,086	0,094	0,048	0,066
Полезный отпуск электроэнергии	0,185	0,194	0,209	0,246	0,212
- бюджетные потребители	н/д	н/д	н/д	н/д	0,028
- промышленные потребители	0,027	0,026	0,04	0,038	0,000
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0,000
- население	0,12	0,129	0,136	0,177	0,156
- прочие	0,038	0,039	0,033	0,031	0,028

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях МУП «Жилкомсервис» на территории энергорайона «Буревестник» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 0,139 млн. кВт*ч, что составляет 42,2 % от выработки электрической энергии;
- 2018 г. – 0,086 млн. кВт*ч (снижение на 38,1 % относительно 2017 г.), что составляет 30,2 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 0,094 млн. кВт*ч (рост на 9,3 % относительно 2018 г.), что составляет 30,4 % от выработки электрической энергии;

- 2020 г. – 0,048 млн. кВт*ч (снижение на 48,9 % относительно 2019 г.), что составляет 16,0 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 0,066 млн. кВт*ч (рост на 37,5 % относительно 2020 г.), что составляет 23 % от отпуска в сеть.

Энергорайон «Горное»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 3.1.4.5.

Таблица 3.1.4.5.

Баланс электрической энергии энергорайона «Горное» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	0,491	5,188	4,601	4,261
Собственные нужды ЭС	н/д	0,015	0,137	0,149	0,124
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	0	0	0	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,317	3,324	1,953	0,419
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	0,159	1,721	2,499	3,719
- бюджетные потребители	н/д	н/д	н/д	н/д	0,124
- промышленные потребители	н/д	0	0,1	0,107	0,000
- сельское хозяйство	н/д	0	0	0	0,000
- население	н/д	0,085	0,907	1,877	2,922
- прочие	н/д	0,025	0,228	0,048	0,090
- структурные подразделения	н/д	0,049	0,486	0,467	0,582

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях МУП «Жилкомсервис» на территории энергорайона «Горное» в период 2018-2021 г.г. (данные за 2017 г. отсутствуют) составила:

- 2018 г. – 0,317 млн. кВт*ч, что составляет 64,6 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 3,324 млн. кВт*ч, что составляет 64,1 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 1,953 млн. кВт*ч, что составляет 42,4 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 0,419 млн. кВт*ч, что составляет 9,8 % от отпуска в сеть.

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории о. Итуруп в период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 3.1.4.6.

Таблица 3.1.4.6.

**Динамика потребления электрической энергии на душу населения
на территории о. Итуруп в период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Энергорайоны на территории МО «Курильского городского округа»¹⁶					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	10,715	20,029	21,631	21,784	16,391
Население, тыс. чел.	5,56	6,41	6,49	6,48	6,8
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1 927	3 125	3 333	3 362	2 410

**Перечень и характеристика основных крупных потребителей
электроэнергии**

Крупнейшим предприятием, расположенным на территории о. Итуруп, является:

ЗАО «Курильский рыбак» – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания. Четыре рыбоперерабатывающих завода компании расположены на двух островах Курильского архипелага, три из которых находятся на о. Итуруп и один – на о. Шикотан. Основную долю выпускаемой продукции составляет мороженая рыба и филе, производимые для российского рынка и на экспорт.

Перечень потребителей электрической энергии, с объемом потребления электрической энергии от 1,0 млн. кВт*ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2017 – 2021 г.г. приведен в таблице 3.1.4.7.

Таблица 3.1.4.7.

**Годовой объем потребления электроэнергии крупными потребителями
за период 2017 - 2021 г.г.**

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
Энергорайон «Курильский»						
1	АО «Гидрострой»	1,990	1,668	2,010	2,827	1,680
2	ЗАО «Курильский рыбак»	6,215	8,552	8,464	8,112	9,707
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»						
1	ООО «Континент»	-	-	1,167	1,272	0,97

3.1.5. Балансы электрической мощности

Балансы электрической мощности энергорайонов о. Итуруп за отчетный период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблицах 3.1.5.1 - 3.1.5.5.

¹⁶ Энергорайоны «Курильский», «РПЦ Куйбышевский», «Горячий Ключ», «Буревестник», «Горное»

«Курильский энергорайон»

Таблица 3.1.5.1.

**Баланс электрической мощности «Курильского энергорайона»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	10,816	10,816	14,016	14,016	14,016
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	3,264	3,264	4,864	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовое</i>	7,552	7,552	9,152	9,152	9,152
Располагаемая мощность станций, МВт	8,64	8,64	14,016	14,016	10,816
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	2,176	2,176	4,864	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовое</i>	6,464	6,464	9,152	9,152	5,952
Максимум потребления, МВт	6,78	7,23	7,66	8,12	8,22
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	1,86	1,41	6,356	5,896	2,596
Число часов использования максимума мощности; час/год	4355	4682	4666	4818	4922

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Таблица 3.1.5.2.

**Баланс электрической мощности энергорайона «РПЦ Куйбышевский»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	-	-	2,041	2,234	2,234
Располагаемая мощность станций, МВт	-	-	2,041	2,234	2,234
Максимум потребления, МВт	-	-	1,7	1,6	1,7
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	-	-	0,341	0,634	0,534
Число часов использования максимума мощности; час/год	-	-	686	794	649

Энергорайон «Горячий Ключ»

Таблица 3.1.5.3.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Горячий Ключ»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	1,89	1,89	1,89	3,0	3,0
Располагаемая мощность станций,	1,89	1,89	1,89	3,0	3,0

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
МВт					
Максимум потребления, МВт	н/д	1,017	1,15	1,239	2,4
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	0,873	0,74	1,761	0,6
Число часов использования максимума мощности; час/год	-	н/д	8555	7653	3237

В рассматриваемом ретроспективном периоде баланс мощности складывался с профицитом в 2018 – 2020 г.г. Увеличение профицита объясняется увеличением установленной и располагаемой мощности ДЭС с. Горячие Ключи в 2020 г.

Энергорайон «Буревестник»

Таблица 3.1.5.4.

Баланс электрической мощности энергорайона «Буревестник» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,1	0,1	0,1
Максимум потребления, МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,086
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,16	0,16	0,01	0,01	0,014
Число часов использования максимума мощности; час/год	3656	3167	3433	3333	3337

Энергорайон «Горное»

Таблица 3.1.5.5.

Баланс электрической мощности энергорайона «Горное» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	н/д	2,52	2,52	2,52	2,52
Располагаемая мощность станций, МВт	н/д	2,52	2,52	2,52	2,52
Максимум потребления, МВт	н/д	1,4	1,4	1,4	1,15
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	1,12	1,12	1,12	1,37
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	351	3706	3286	3705

Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки по энергорайонам острова Итуруп за отчётный период 2017 - 2021 г.г. приведена в таблицах 3.1.5.6 - 3.1.5.11.

«Курильский энергорайон»

Таблица 3.1.5.6.

**Помесячная динамика изменения нагрузки ДЭС с. Рейдово
за период 2017 - 2021 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	0,914	0,870	1,480	0,750	0,550	0,530	0,364	0,316	0,327	0,600	0,694	0,700
Макс.	2,414	2,355	2,235	2,200	1,420	1,402	1,125	2,392	2,454	2,580	1,530	2,310
2018 г.												
Мин.	1,200	0,930	0,760	0,393	0,502	0,450	0,430	0,700	0,397	0,530	0,646	0,670
Макс.	1,840	1,937	1,910	1,914	1,890	1,445	1,628	2,590	2,780	2,640	2,259	1,800
2019 г.												
Мин.	0,871	0,999	0,810	0,607	0,693	0,489	0,562	0,514	0,550	0,884	0,765	0,902
Макс.	1,970	2,520	1,884	1,850	2,096	1,670	1,720	2,554	2,580	2,840	2,237	2,426
2020 г.												
Мин.	1,115	1,260	0,929	0,770	0,630	0,534	0,505	0,460	0,630	0,940	1,333	1,455
Макс.	2,750	2,354	2,409	2,167	1,260	1,103	1,780	2,445	2,553	3,117	2,755	2,485
2021 г.												
Мин.	1,518	1,190	1,520	1,243	0,428	0,174	0,400	0,460	0,440	0,511	0,693	1,770
Макс.	2,250	2,773	2,648	2,380	2,094	1,642	1,676	2,530	2,866	2,739	2,812	2,682

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод во всём периоде, что в с. Рейдово минимум нагрузки наблюдался в летние месяцы (июнь, август) за исключением 2018 г. (апрель). Максимум нагрузки наблюдается в осенние месяцы (сентябрь - октябрь).

Таблица 3.1.5.7.

**Помесячная динамика изменения нагрузки ДЭС с. Китовое
за период 2017 - 2021 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	0,300	1,960	1,690	1,400	1,597	1,200	1,070	1,120	1,300	1,547	1,260	1,740
Макс.	3,100	4,120	2,820	3,570	3,244	3,170	2,740	3,910	4,000	4,200	3,994	4,003
2018 г.												
Мин.	1,964	2,140	1,020	1,650	1,542	1,320	1,350	1,320	1,539	1,570	1,633	1,955
Макс.	3,460	4,000	3,252	3,270	3,426	2,990	3,370	4,250	4,250	4,450	4,163	3,876
2019 г.												
Мин.	2,210	0,340	2,179	1,910	1,230	1,160	1,213	1,293	0,825	1,847	1,919	2,240
Макс.	3,700	4,060	3,870	3,690	3,200	3,800	3,654	4,350	4,610	4,821	4,230	4,210
2020 г.												
Мин.	2,253	2,600	0,485	2,145	2,022	1,636	1,482	1,734	1,536	2,009	2,040	2,776
Макс.	4,340	4,120	4,820	4,320	4,370	4,010	3,850	4,452	5,000	4,950	4,214	4,173
2021 г.												
Мин.	3,144	2,421	1,960	2,009	2,048	2,350	1,484	1,851	1,900	2,522	1,524	1,970

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Макс.	0,704	0,993	0,935	0,907	0,774	0,768	0,718	0,603	0,632	0,722	0,879	1,017
2019 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	1,046	1,115	0,906	0,807	0,727	0,740	0,661	0,589	0,599	0,662	0,926	1,059
2020 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	1,182	1,239	1,110	1,108	0,894	0,721	0,548	0,546	0,454	0,548	0,481	0,551
2021 г.												
Мин.	0,605	0,656	0,588	0,595	0,514	0,466	0,333	0,292	0,368	0,440	0,425	0,485
Макс.	2,4	2,31	2,4	2,35	2,4	2,35	2,4	2,4	2,35	2,4	2,35	2,4

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2018 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь и февраль), а информация о минимуме нагрузки не предоставлена собственником.

Энергорайон «Буревестник»

Таблица 3.1.5.10.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Буревестник» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2018 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2019 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2020 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2021 г.												
Мин.	0,048	0,05	0,047	0,045	0,041	0,036	0,028	0,029	0,034	0,039	0,038	0,052
Макс.	0,074	0,076	0,071	0,067	0,062	0,054	0,051	0,05	0,057	0,064	0,079	0,086

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум и минимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2020 г.г. не изменялся в течение года на протяжении всего периода. В 2021 г. минимум нагрузки наблюдался в июле, максимум – в декабре.

Энергорайон «Горное»

Таблица 3.1.5.11.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Горное»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2018 г.¹⁷												
Мин.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,3
Макс.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4
2019 г.												
Мин.	1,2	1,1	1	1,3	0,9	1,1	1	0,8	0,8	1	1,1	1,3
Макс.	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,4	1,4
2020 г.												
Мин.	1,3	1,3	1,3	1,2	1	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1,3
Макс.	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2	1,3	1,2	0,9	1,2	1,2	1,3	1,4
2021 г.												
Мин.	0,61	0,65	0,6	0,52	0,425	0,34	0,255	0,25	0,32	0,41	0,53	0,62
Макс.	0,89	0,91	0,86	0,76	0,61	0,45	0,398	0,395	0,43	0,563	0,96	1,15

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2020 г.г. постоянен и приходится на большую часть холодного периода года, а минимум – на летние. В 2021 г. минимум нагрузки наблюдался в августе, максимум – в декабре.

3.1.6. Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной региональной энергетической комиссии Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 3.1.6.1 представлена динамика утвержденных экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2017 - 2021 г.г., прогнозные значения на период до 2035 г. приведены в таблице 3.1.6.2.

Объем субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 годы приведен в таблице 3.1.6.3.

Таблица 3.1.6.1.

Утвержденный экономически обоснованный тариф на электрическую энергию

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
1	ООО «ДальЭнергоИнвест»	руб./ кВт*ч	15,14	14,12	26,11	23,09	23,35
2	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	-	-	20,52	22,70	-
3	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	руб./ кВт*ч	-	12,71	17,33	18,22	14,02

¹⁷ Объект передан МУП «Жилкомсервис» в 2017 г.

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
4	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	39,32	37,72	46,39	32,84	25,31

Таблица 3.1.6.2.

**Прогноз экономически обоснованного тарифа
на электрическую энергию**

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год						
			2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	ООО «Дальэнергоинвест»	руб./ кВт*ч	24,35	25,32	26,34	27,39	28,49	33,32	40,54
2	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-
3	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	руб./ кВт*ч	14,62	15,21	15,82	16,45	17,11	20,01	24,35
4	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	26,40	27,46	28,55	29,70	30,88	36,13	43,96

Таблица 3.1.6.3.

**Объём субсидий на сдерживание роста тарифа
за период 2017 – 2021 г.г.**

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
ООО «ДальЭнергоИнвест»		
2017 год	Областная субсидия*	239 925,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	109 972,2
2018 год	Областная субсидия*	110 986,0
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	183 925,4
	Дефицит (-)*** / избыток(+)**** по итогам 2017 г.	-
	Разница в цене на топливо*****	5 042,5
2019 год	Областная субсидия*	241 719,8
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	332 770,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 г.	0,0
	Разница в цене на топливо	0,0
2020 год	Областная субсидия*	208 864,2
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	305 029,4
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 г.	-
2021 год	Областная субсидия*	209 855,4
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	360 942,3
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 г.	-
ООО «Синтегра»		
2017 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
2018 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 г.	-
2019 год	Разница в цене на топливо*****	-
	Областная субсидия*	10 129,1

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 г.	-
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	5 557,0
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 г.	-
2021 год	Областная субсидия*	242,8
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 г.	-
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации¹⁸		
2017 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
2018 год	Областная субсидия*	25 918,5
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 г.	-
	Разница в цене на топливо*****	-
2019 год	Областная субсидия*	49 539,5
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	19 724,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 г.	-
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	22 660,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	5 023,1
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 г.	13 071,7
2021 год	Областная субсидия*	21 127,4
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	3 371,9
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 г.	-
МУП «Жилкомсервис»		
2017 год	Областная субсидия*	7 597,0
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	469,9
2018 год	Областная субсидия*	5 126,7
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	2 772,7
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 г.	- 142,2
	Разница в цене на топливо*****	-
2019 год	Областная субсидия*	22 228,4
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	20 643,0
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 г.	282,6
	Разница в цене на топливо	11 405,3
2020 год	Областная субсидия*	31 039,2
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	8 324,1
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 г.	1 328,7
2021 год	Областная субсидия*	65 165,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	6 393,9
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 г.	1 044,1

* - субсидия в целях возмещения недополученных доходов получателя, возникающих в результате государственного регулирования тарифов в сфере электроэнергетики;

** - субсидия в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

*** - возмещение Получателю образованной величины превышения его фактических недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) над денежными средствами, перечисленными в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых

¹⁸ Суммарные значения для Южно-Курильского и Курильского городских округов

уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в соответствующем периоде регулирования – возмещение дефицита

**** - возврат излишне полученных средств субсидии по итогам возмещения недополученных доходов получателям субсидии, в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

***** - субсидия на возмещение недополученных доходов, связанных с экономически обоснованными расходами Получателя в текущем году, не учтенными при установлении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию в связи с отклонением фактической стоимости (цены) покупки топлива от учтенной при установлении тарифов для потребителей в сфере электроэнергетики, расположенных в отдаленных и труднодоступных местностях Сахалинской области.

3.2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ИТУРУП

3.2.1. Цели и задачи развития электроэнергетики о. Итуруп

Основной целью развития электроэнергетического комплекса является обеспечение бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных трудовых затратах.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов;

- строительство новых, реконструкция и модернизация существующих объектов генерации с использованием экологически чистых возобновляемых источников (энергия ветра, солнца, волн, геотермальная энергия - ВИЭ) и наиболее чистых углеводородных энергоносителей (сетевой природный газ, сжиженный природный газ), а также использующие принцип когенерации;

- применение технологических инноваций за счёт использования передовых технологий, в том числе максимально возможного улучшения экологических показателей (экологической чистоты) новых объектов генерации;

- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категорийности;

- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. В 2019 - 2025 годах предусмотрена работа по обследованию энергопотенциала островов Шикотан, Кунашир, Итуруп, Парамушир с проектированием электростанций и схемы выдачи мощности.

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов микросетей на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, термальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;

- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid, Microgrid) для мониторинга и учёта потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счёт сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планировании и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- создание тестового полигона на территории Курильских островов для апробации и внедрения технологий в области распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии и новых видов топлива (газ, водород) для децентрализованных энергорайонов (энергоузлов).

3.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

3.2.2.1. Консервативный вариант развития

Консервативный прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании выданных ранее технических условий. Сводная информация о выданных ТУ на ТП по годам (перспективные потребители мощностью 500 кВт и выше отсутствуют) приведен в таблице 3.2.2.1.1.

Таблица 3.2.2.1.1.

Заявленная мощность перспективных потребителей на основании ТУ на ТП в период до 2035 г.

Энергорайон	Сетевая организация	Год ввода	Потребители	Заявленная мощность, кВт
Курильский энергорайон	ООО «ДальЭнергоИнвест»	2022 г.	Всего	180
		2023 г.	Всего	425
		ИТОГО:		605
«Горячий Ключ»	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	2022 г.	Всего	150
		2023 г.	Всего	445
		ИТОГО:		595

При прогнозе потребления мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки

вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями №2 и №3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54 (для перспективной нагрузки в соответствии с неисполненными ТУ на ТП).

Следует отметить, что фактический максимум нагрузки Курильского энергорайона в 2021 г. составил 8,22 МВт при заявленной мощности существующих потребителей, равной 14,225 МВт. В связи с тем, что заявленная мощность существующих потребителей значительно превышает фактическое потребление, при формировании прогноза потребления учитывался рост потребления мощности существующими потребителями в течении всего рассматриваемого периода, принятый в размере 10% от разницы между фактическим потреблением и заявленной мощности существующих потребителей. Аналогичная ситуация с энергорайоном «РПЦ «Куйбышевский»: фактическая нагрузка 2021 г. составила 1,7 МВт при заявленной мощности 2,234 МВт (энергорайон является производственным).

В связи с отсутствием заключенных договоров на технологическое присоединение для энергорайонов «Буревестник» и «Горное», но наличии информации о планируемом увеличении потребления объектами министерства обороны РФ, для данных районов принят среднегодовой прирост мощности, равный 0,5%

Консервативный прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки (Тнб) на основании ретроспективных данных.

Консервативный прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории острова Кунашир приведен в таблице 3.2.2.1.2.

Таблица 3.2.2.1.2.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности о. Итуруп для консервативного варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	53,9	54,94	56,47	57,21	57,61	58,01	59,02	60,12
в т.ч. «Курильский энергорайон»		40,46	41,23	42,66	43,06	43,36	43,65	44,39	45,13
в т.ч. энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		1,104	1,11	1,11	1,11	1,12	1,12	1,13	1,14
в т.ч. энергорайон «Горячий Ключ»		7,768	8,03	8,11	8,42	8,50	8,57	8,81	9,04
в т.ч. энергорайон «Буревестник»		0,287	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,30	0,31
в т.ч. энергорайон «Горное»		4,261	4,28	4,30	4,33	4,35	4,37	4,39	4,50

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Собственный максимум потребления	МВт	13,6	13,8	14,1	14,3	14,4	14,5	14,8	15,0
в т.ч. «Курильский энергорайон»		8,22	8,38	8,67	8,75	8,81	8,87	9,02	9,17
в т.ч. энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		1,7	1,71	1,71	1,72	1,72	1,73	1,74	1,75
в т.ч. энергорайон «Горячий Ключ»		2,40	2,48	2,51	2,60	2,63	2,65	2,72	2,79
в т.ч. энергорайон «Буревестник»		0,086	0,086	0,087	0,087	0,088	0,088	0,090	0,093
в т.ч. энергорайон «Горное»		1,15	1,156	1,162	1,167	1,173	1,179	1,185	1,215

2.2.2.2. Оптимистический вариант развития

Оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании перечня перспективных проектов, реализация которых предполагается на территории Курильских островов, в соответствии с информацией Министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021. Данный перечень приведен в таблице 3.2.2.2.1.

При анализе прогнозируемой мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями № 2 и № 3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54.

**Перечень проектов*, реализация которых предполагается на территории
о. Итуруп на период до 2035 года**

№ п. л.	Наименование проекта	Предполагаемое месторасположение	Характеристики	Предполагаемая потребляемая эл. мощность	Срок реализации
1	Создание комплекса по воспроизводству и переработке рыбы (ООО «РусКор»)	южная часть зал. Касатка	500 т/сут и 5000 т хранения	3,5 МВт	2024
2	Создание рыбообрабатывающего комплекса (ООО «Континент»)	зал. Куйбышевский	120 т/сут, 3000 т хранения	1,5 МВт	2024
3	Перспективные проекты в сфере туризма Ориент Ресорт, Янкито	с. Китовое		2,5 МВт	2024
4	Вводы социальных объектов и жилья: школы, детсады, ДК, жилье	г. Курильск, с. Рейдово, с. Китовое, с. Горячие Ключи, с. Горное	Более 20 объектов	2,5 МВт, в т. ч. 1,5 МВт 0,7 МВт 0,3 МВт	2024
5	Дополнительная потребность существующих производств	ООО «Курильский рыбац», ООО «Скит», ООО «Континент», проч.		2,5 МВт	2022
6	Потребности объектов и соединений МО РФ	с. Горячие Ключи, с. Буревестник, с. Горное		1,6 МВт 1,6 МВт	2024
ИТОГО:				15,7 МВт	-

* потребители с заключенными ТУ, предусмотренные в рамках консервативного варианта, входят в данный перечень

В таблице 3.2.2.2.2 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории о. Итуруп.

Таблица 3.2.2.2.2.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности о. Итуруп

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	53,88	58,1	60,0	67,4	73,5	79,5	88,4	94,9
в т.ч. «Курильский энергорайон»		40,46	42,5	43,8	49,4	53,1	56,9	62,8	66,3
в т.ч. энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		1,104	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
в т.ч. энергорайон «Горячий Ключ»		7,768	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1	18,1	20,1
в т.ч. энергорайон «Буревестник»		0,287	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,1	1,8
в т.ч. энергорайон «Горное»		4,261	3,4	3,4	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9
Собственный максимум потребления		МВт	13,536	13,59	13,94	15,85	17,13	18,41	19,90
в т.ч. «Курильский энергорайон»	8,2		9,18	9,45	10,67	11,48	12,29	13,10	13,50
в т.ч. энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	1,7		1,60	1,60	1,84	2,01	2,17	2,33	2,41
в т.ч. энергорайон «Горячий Ключ»	2,4		1,319	1,399	1,487	1,736	1,984	2,233	2,481
в т.ч. энергорайон «Буревестник»	0,086		0,090	0,090	0,093	0,097	0,100	0,311	0,522
в т.ч. энергорайон «Горное»	1,15		1,400	1,400	1,756	1,816	1,875	1,935	1,994

3.2.3. Определение оптимального развития объектов генерации на территории о. Итуруп

Объекты генерации, расположенные на территории о. Итуруп, включены в реестр объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях, опубликованный на сайте Министерства энергетики Российской Федерации. В соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д. Н. Козаком от 15.08.2019 № 7456п-П9, при разработке вариантов оптимального развития объектов генерации на территории о. Итуруп предусматривается повышение эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счёт использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа (СПГ).

В рамках «Программы развития газоснабжения и газификации Сахалинской области на период 2021 – 2025 годы», утверждённой Губернатором Сахалинской области В.И. Лимаренко и Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером 6 октября 2020 г., для автономной

газификации удалённых населенных пунктов, в том числе в Курильском, Северо-Курильском, Южно-Курильском городских округах, запланировано сооружение станций приёма, хранения и регазификации СПГ.

В соответствии с указанной программой строительство СПХР в МО «Курильский городской округ» планируется в 2022 - 2023 г.г.. Данный срок предварительный и будет скорректирован по итогу согласования финансово-экономического обоснования проекта развития автономной газификацией Сахалинской области с использованием СПГ, разрабатываемого АО «Газпром промгаз».

Следует отметить, что 21 декабря 2021 г. был принят законопроект¹⁹ № 37939-8 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». Законопроект, подготовленный Минэкономразвития, был принят Госдумой в первом чтении. Эксперимент предусматривает приоритет устойчивого социально-экономического развития региона-участника с низким уровнем выбросов парниковых газов. Первым участником эксперимента является Сахалинская область. Достижение углеродной нейтральности Сахалинской области в 2025 году в значительной части будет обеспечено за счет реализации региональных программ экономического и технологического развития, имеющих «климатический» эффект, т.е. приводящие к снижению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения.

В рамках данного эксперимента была разработана «Климатическая программа Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденная губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г.. Согласно данной программе на территории Курильских островов предусматривается выполнение мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, в частности газификация генерирующих объектов и внедрение возобновляемых источников энергии.

Таким образом, с учётом приведенной выше информации с целью замещения ископаемых видов топлива на территории Курильских островов (при выявлении нехватки генерирующих мощностей) предлагается *строительство двухтопливных электростанций с возможностью когенерации*, использующих в качестве основного топлива СПГ, (или перевод существующих станций на СПГ) дополненное *строительством электростанций с использованием ВИЭ*.

Разработка вариантов оптимального развития объектов генерации

В настоящее время на территории о. Итуруп расположены «Курильский энергорайон», энергорайоны «РПЦ Куйбышевский», «Горячий Ключ», «Буревестник», «Горное». Данные энергорайоны работают изолированно друг от друга.

¹⁹ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
<i>СЭС с. Рейдово</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	8,22	8,38	8,67	8,75	8,81	8,87	9,02	9,17
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	11,42	11,58	11,87	11,95	12,01	12,07	12,22	12,37
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,604	-0,761	-1,051	-1,132	-1,193	-1,253	-1,403	-1,553

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности «Курильского энергорайона» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 1,553 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных в связи с необходимостью ремонта двух генераторов мощностью 1,6 МВт каждый.

Таблица 3.2.3.1.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «РПЦ Куйбышевский» в период 2022 - 2035 г.г. (для консервативного варианта)

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,70	1,71	1,71	1,72	1,72	1,73	1,74	1,75
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,74	2,75	2,75	2,76	2,76	2,77	2,78	2,79
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,506	-0,511	-0,517	-0,522	-0,527	-0,533	-0,546	-0,559

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «РПЦ Куйбышевский» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 0,559 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных.

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
МВт								
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,256	0,256	0,257	0,257	0,258	0,258	0,260	0,263
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,156	-0,156	-0,157	-0,157	-0,158	-0,158	-0,160	-0,163

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Буревестник» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 0,163 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных.

Таблица 3.2.3.1.5.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Горное» в период 2022 - 2035 г.г. (для консервативного варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1;-2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,150	1,156	1,162	1,167	1,173	1,179	1,185	1,215
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,780	1,786	1,792	1,797	1,803	1,809	1,815	1,845
ИЗЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,740	0,734	0,728	0,723	0,717	0,711	0,705	0,675

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Горное» можно сделать вывод об отсутствии необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г.

В соответствии с данными таблицы 3.2.3.1.1, можно сделать вывод о дефиците располагаемой мощности, прогнозируемом на территории «Курильского энергорайона», в период до 2035 г.

В качестве комплекса мероприятий по устранению дефицита располагаемой мощности предлагается:

1) Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (с возможностью увеличения до 15 МВт). Предварительный срок реализации -

II квартал 2024 г., будет уточнён после подписания концессионного соглашения;

2) Увеличение мощности существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово с переводом данных станций на СПГ (в связи с большей экологичностью данного вида топлива и перспективой развития газовой инфраструктуры на территории острова).

Определение величины увеличения располагаемой мощности

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Итуруп (в случае объединения всех энергорайонов) суммарный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. составит 9,17 МВт. Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования и составит 6,6 МВт (генератор 5 МВт «Океанской ГеоТЭС-2» и генератор 1,6 МВт ДЭС с. Рейдово).

Таким образом, требуемая располагаемая мощность равна:

$$P_{\text{сумм расп}} = 15,77 \text{ МВт (Курильский энергорайон)}$$

Располагаемая мощность существующих ДЭС с. Рейдово и с. Китовое и планируемой к строительству «Океанская ГеоТЭС-2» составит 15,816 МВт (ДЭС с. Рейдово - 4,864 МВт; ДЭС с. Китовое - 5,952 МВт; «Океанская ГеоТЭС-2» - 5 МВт).

Следовательно, увеличение мощности существующих ДЭС не требуется.

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Итуруп в рамках консервативного варианта развития

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (с возможностью увеличения мощности до 15 МВт). Предварительный срок реализации - III квартал 2024 г., будет уточнён после подписания концессионного соглашения;

- Перевод существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово на СПГ без увеличения мощности в III квартале 2024 г.

2.2.3.2. Оптимистический вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учётом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций для каждого энергорайона отдельно. Результаты данного анализа приведены в таблицах 3.2.3.2.1 - 3.2.3.2.5.

Таблица 3.2.3.2.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций «Курильского энергорайона» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	14,016	14,266	14,266	14,266	14,266	14,266	14,266	14,266
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
СЭС с. Рейдово	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность станций, МВт	10,816	10,816	10,816	10,816	10,816	10,816	10,816	10,816
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952
СЭС с. Рейдово	0	0	0	0	0	0	0	0
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	8,2	9,18	9,45	10,67	11,48	12,29	13,1	13,5
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	11,4	12,38	12,65	13,87	14,68	15,49	16,30	16,70
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,584	-1,564	-1,834	-3,054	-3,864	-4,674	-5,484	-5,884

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности «Курильского энергорайона» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 5,884 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных в связи с необходимостью ремонта двух генераторов мощностью 1,6 МВт каждый.

Таблица 3.2.3.2.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «РПЦ Куйбышевский» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,7	1,6	1,6	1,84	2,01	2,17	2,33	2,41
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,74	2,64	2,64	2,88	3,05	3,21	3,37	3,45
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,506	-0,406	-0,406	-0,646	-0,816	-0,976	-1,136	-1,216

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «РПЦ Куйбышевский» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 1,216 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2026 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки. Начиная с 2030 г. значение располагаемой мощности существующих станций перестает покрывать величину максимума потребления, т.е. обеспечение электроснабжения потребителей в полном объёме становится невозможным. Следовательно, строительство объектов генерации на территории данного энергорайона или объединение энергорайонов должно быть осуществлено не позднее 2030 г.

Таблица 3.2.3.2.3.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Горячий Ключ» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3	3
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3	3
Располагаемая мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3	3
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3	3
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	2,4	1,319	1,399	1,487	1,736	1,984	2,233	2,481

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Нормативный резерв мощности, МВт	1	1	1	1	1	1	1	1
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	3,4	2,319	2,399	2,487	2,736	2,984	3,233	3,481
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,4	0,681	0,601	0,513	0,264	0,016	-0,233	-0,481

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Горячий Ключ» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 0,481 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва, начиная с 2030 г. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2030 г.

Таблица 3.2.3.2.4.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Буревестник» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Буревестник</i>	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность станций, МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Буревестник</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	0,09	0,09	0,09	0,093	0,097	0,1	0,311	0,522
Нормативный резерв мощности, МВт	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,26	0,26	0,26	0,263	0,267	0,27	0,481	0,692
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,16	-0,16	-0,16	-0,163	-0,167	-0,17	-0,381	-0,592

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Буревестник» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 0,592 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2026 г.

дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки. Начиная с 2030 г. значение располагаемой мощности существующих станций перестает покрывать величину максимума потребления, т.е. обеспечение электроснабжения потребителей в полном объёме становится невозможным. Следовательно, строительство объектов генерации на территории данного энергорайона или объединение энергорайонов должно быть осуществлено не позднее 2030 г.

Таблица 3.2.3.2.5.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Горное» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1;-2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,15	1,4	1,4	1,756	1,816	1,875	1,935	1,994
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,78	2,03	2,03	2,386	2,446	2,505	2,565	2,624
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,74	0,49	0,49	0,134	0,074	0,015	-0,045	-0,104

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Горное» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 0,104 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва, начиная с 2030 г. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2030 г.

В соответствии с данными таблицы 3.2.3.1, можно сделать вывод о дефиците располагаемой мощности, прогнозируемом на территории «Курильского энергорайона», в период до 2035 г.

В качестве комплекса мероприятий по устранению дефицита располагаемой мощности предлагается:

1) Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (с возможностью увеличения до 15 МВт). Предварительный срок реализации - II квартал 2024 г., будет уточнен после подписания концессионного соглашения;

2) Увеличение мощности существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово с переводом данных станций на СПГ (в связи с большей экологичностью данного вида топлива и перспективой развития газовой инфраструктуры на территории острова).

Согласно информации, приведенной в таблицах 3.2.3.2 – 3.2.3.5, в изолированных энергорайонах острова Итуруп (энергорайонах «Горячий Ключ», «Горное», «Буревестник» и «РПЦ Куйбышевский») в период до 2035 г. ожидается дефицит располагаемой мощности генерации. Увеличение мощности существующих ДЭС противоречит «Климатической программе Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., направленной на достижение углеродной нейтральности Сахалинской области, разработанной в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента²⁰. Следовательно, для устранения дефицита располагаемой мощности могут применяться следующие мероприятия:

- строительство электростанций, использующих в качестве основного топлива природный газ
- строительством электростанций с использованием ВИЭ
- присоединение изолированных энергорайонов к Курильскому.

В рамках научно-исследовательской работы «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Итуруп до 2030», выполненной в 2016 г. по заказу агентства по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области, не была выявлена возможность строительства станций, функционирующих на основе ВИЭ, вблизи энергорайонов «Горячий Ключ», «Горное», «Буревестник» и «РПЦ Куйбышевский».

Строительство электростанций, использующих в качестве основного топлива СПГ, также является нецелесообразным в виду отсутствия газовой инфраструктуры (ее создание планируется только вблизи «Курильского энергорайона»). Такое ограничение объясняется рельефом окружающей местности, а также отсутствием транспортной инфраструктуры (морской порт находится в районе г. Курильск). Рельеф береговой линии залива Касатка, на берегу которого находятся данные энергорайоны, создает дополнительные сложности в организации морского сообщения с данными населенными пунктами. Следовательно, для создания станции на основе СПГ в данных районах потребуется создание транспортной инфраструктуры, организация систем приема, хранения и регазификации или строительство трубопровода протяженностью более 30 км в условиях сложного рельефа. Все эти

²⁰ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

ограничения делают развитие газовой инфраструктуры вблизи энергорайона «Горячий Ключ» сложно реализуемым и мало эффективным.

Таким образом, единственным вариантом, не противоречащим концепции достижения углеродной нейтральности Сахалинской области, остается присоединение изолированных энергорайонов о. Итуруп к «Курильскому энергорайону», на территории которого планируется развитие генерирующих мощностей.

Определение величины увеличения располагаемой мощности

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Итуруп (в случае объединения всех энергорайонов) суммарный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. составит 20,91 МВт, для «Курильского энергорайона» $P_{\text{нагр}} = 13,5$ МВт (раздел 3.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования и составит 6,6 МВт (генератор 5 МВт «Океанской ГеоТЭС-2» и генератор 1,6 МВт ДЭС с. Рейдово).

Таким образом, требуемая располагаемая мощность равна:

$$P_{\text{сумм расп}} = 27,51 \text{ МВт (объединение энергорайонов);}$$

$$P_{\text{сумм расп}} = 20,1 \text{ МВт (Курильский энергорайон)}$$

Располагаемая мощность существующих ДЭС с. Рейдово и с. Китовое и планируемой к строительству «Океанская ГеоТЭС-2» составит 19,016 МВт (ДЭС с. Рейдово - 4,864 МВт; ДЭС с. Китовое - 9,152 МВт; «Океанская ГеоТЭС-2» - 5 МВт).

Следовательно, необходимо увеличение мощности существующих ДЭС не менее, чем на 8,5 МВт при объединении энергорайонов, и не менее, чем на 1,1 МВт для Курильского энергорайона.

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Итуруп для оптимистического варианта развития

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (с возможностью увеличения мощности до 15 МВт). Предварительный срок реализации - III квартал 2024 г., будет уточнен после подписания концессионного соглашения;
- Перевод существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 1,1 МВт в III квартале 2024 г., с последующим увеличением мощности еще на 7,4 МВт в 2028 г.;
- Объединение энергорайонов путём строительства сети 35 кВ.

3.2.4. Определение капитальных затрат на строительство объектов генерации

3.2.4.1. Консервативный вариант развития

Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации
Оценка объёма капитальных затрат в строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации была произведена на основании предоставленных ранее технико-коммерческих предложений, а также на основании проведенных в 2020 - 2021 году конкурсов по модернизации ДЭС изолированных районов Камчатки. По результатам состоявшихся конкурсов плановая величина капитальных затрат составила порядка 120 тыс. руб. за 1 кВт. С учётом показателей инфляции на период до 2024 года, плановая величина капитальных затрат по строительству ДЭС может увеличиться до 150 - 160 тыс. руб. за 1 кВт.

Сценарием развития предусматривается реконструкция существующих ДЭС с. Рейдово мощностью 4,864 МВт и ДЭС с. Китовое мощностью 5,952 МВ без увеличения установленной мощности с переводом на сжигание природного газа. Общий объем капитальных вложений составит 1 730 560 млн. руб.

Геотермальные ТЭС

В настоящий момент ведется утверждение технико-экономического обоснования проекта «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт с перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп (Курильский район Сахалинской области)». В соответствии с данной работой объем капитальных вложений по строительству ГеоТЭС мощностью 5 МВт составит порядка 1 600 млн. руб.

3.2.4.2. Оптимистический вариант развития

Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации
Сценарием развития предусматривается реконструкция существующих ДЭС с. Рейдово мощностью 4,864 МВт и ДЭС с. Китовое мощностью 9,152 МВ с увеличением установленной мощности станций на 8,5 МВт и переводом на

сжигание природного газа. Общий объем капитальных вложений составит 3 090 560 млн. руб.

Геотермальные ТЭС

В настоящий момент ведется утверждение технико-экономического обоснования проекта «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт с перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп (Курильский район Сахалинской области)». В соответствии с данной работой объем капитальных вложений по строительству ГеоТЭС мощностью 5 МВт составит порядка 1 600 млн. руб.

3.2.5. Развитие межпоселковых связей

В «Курильском энергорайоне» для электроснабжения потребителей и обеспечения электрической связи между дизельными электростанциями в с. Рейдово и с. Китовое имеет место применение электрических сетей 35 кВ.

В 2012 г. была введена в работу КЛ-35 кВ ПС «Рейдово» – ПС «Курильск», осуществляющая электрическую связь основных центров питания 35 кВ энергорайона – ПС «Рейдово» и ПС «Курильск». Большую часть года линия отключена, ДЭС работают раздельно. Также ПС «Курильск» имеет связь с «Океанской ГеоТЭС» по КЛ-35 кВ «Океанская ГеоТЭС» – ПС «Курильск», в настоящее время выведенной из эксплуатации.

Карта-схема существующей сети 35 кВ и объектов генерации о. Итуруп приведена на рисунке 3.2.5.1.

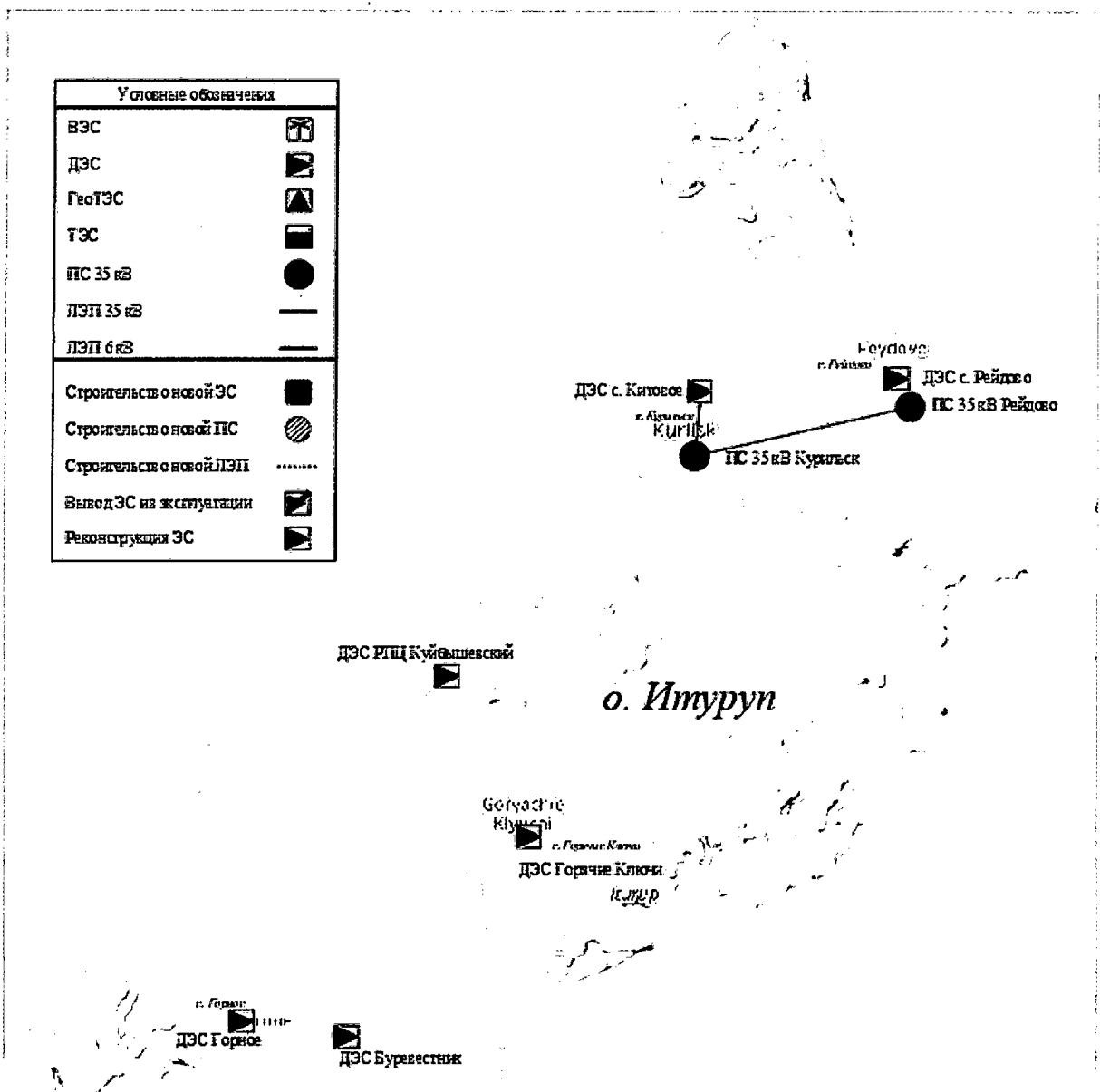


Рисунок 3.2.5.1. Существующие сети напряжением 35 кВ с указанием объектов генерации, расположенных на территории о. Итуруп

3.2.5.1. Консервативный вариант развития

В соответствии с консервативным вариантом развития объектов генерации о. Итуруп, выбранном в разделе 3.2.3.1, планируется строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (с возможностью увеличения мощности до 15 МВт).

Присоединение планируемой новой «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт (1-й этап) предполагается осуществить путём реконструкции существующей КЛ-35 кВ от новой станции до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение²¹.

²¹ Технические решения будут уточнены на этапе разработки проектной документации

3.2.5.2. Оптимистический вариант развития

В соответствии с оптимистическим вариантом развития объектов генерации о. Итуруп, выбранном в разделе 3.2.3.2, кроме строительства «Океанской ГеоТЭС-2», планируется объединение энергорайонов.

Объединение энергорайонов рекомендуется выполнять в два этапа. На первом этапе до 2028 г. рекомендуется выполнить объединение «Курильского энергорайона» с энергорайонами «Горячий Ключ» и «РПЦ Куйбышевский», а также объединение энергорайонов «Буревестник» и «Горное» между собой. Далее в период до 2030 г. рекомендуется присоединение объединенных энергорайонов «Буревестник» - «Горное» к «Курильскому энергорайону».

Присоединение энергорайонов «Горячий Ключ» и «РПЦ Куйбышевский»

В таблице 3.2.5.2.1 приведены нагрузки присоединяемых энергорайонов на этап 2035 г.

Таблица 3.2.5.2.1.

Нагрузка энергорайонов на этап 2035 г.

Энергорайон	P, МВт	S, МВ*А (при учёте, $\text{tg } \varphi=0,4$)
Энергорайон «Горячий ключ»	2,481	2,67
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	2,41	2,60
Суммарная нагрузка энергорайонов «Горячий ключ» и «РПЦ Куйбышевский»	4,891	5,27

Для объединения «Курильского энергорайона» с энергорайонами «Горячий Ключ» и «РПЦ Куйбышевский» требуется создание сети 35 кВ ввиду удаленности объектов, а именно:

Вариант 1 (рисунок 3.2.5.2)

- 1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС-35 кВ «Курильск» до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» ориентировочной протяженностью порядка 32 км;
- 2) Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 2×6,3 МВ*А (суммарная прогнозируемая нагрузка 5,27 МВ*А) с установкой БСК мощностью 5 Мвар;
- 3) Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ от ПС-35 кВ «Горячие Ключи» до новой ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» протяженностью порядка 8 км;
- 4) Строительство ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» с установкой трансформаторов мощностью 2×2,5 МВ*А (суммарная прогнозируемая нагрузка 2,6 МВ*А, длительно допустимая загрузка трансформатора принята на уровне 105 %, что для данного трансформатора составит 2,625 МВ*А), перевод

питания потребителей, получающих питание от ДЭС «Синтегра», на данную ТП.

Вариант 2 (рисунок 3.2.5.3)

- 1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС-35 кВ «Курильск» до новой ПС-35 кВ «Куйбышевская» ориентировочной протяженностью порядка 24 км;
- 2) Строительство ПС-35 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» с установкой трансформаторов мощностью $2 \times 2,5$ МВА (суммарная прогнозируемая нагрузка $2,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, длительно допустимая загрузка трансформатора принята на уровне 105 %, что для данного трансформатора составит $2,625 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) напряжение 35/0,4 кВ; перевод питания потребителей с ДЭС «Синтегра» на данную ПС-35/0,4 кВ;
- 3) Строительство ВЛ-35 кВ от новой ПС-35 кВ «Куйбышевская» до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» протяженностью порядка 8 км;
- 4) Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжением 35/10 кВ мощностью $2 \times 4,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (суммарная прогнозируемая нагрузка $2,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

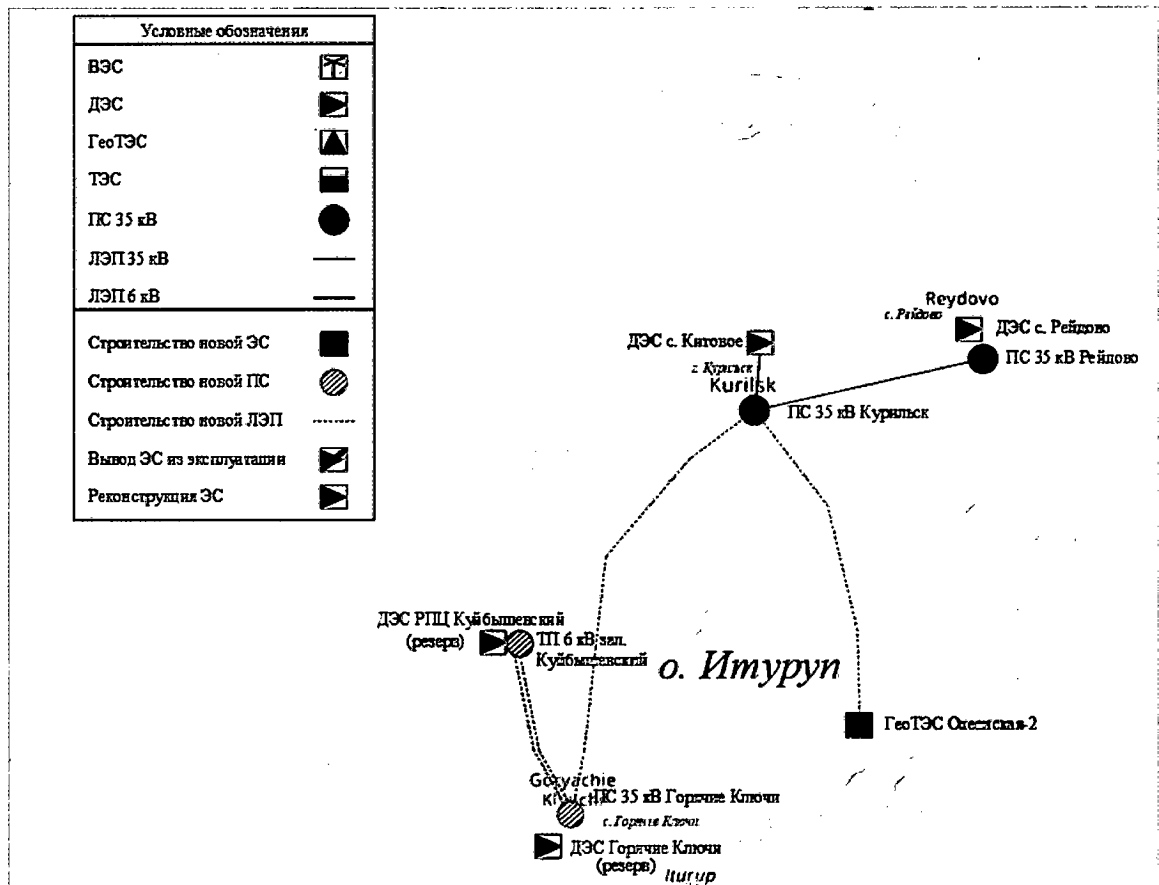


Рисунок 3.2.5.2. Вариант 1 объединения энергорайонов

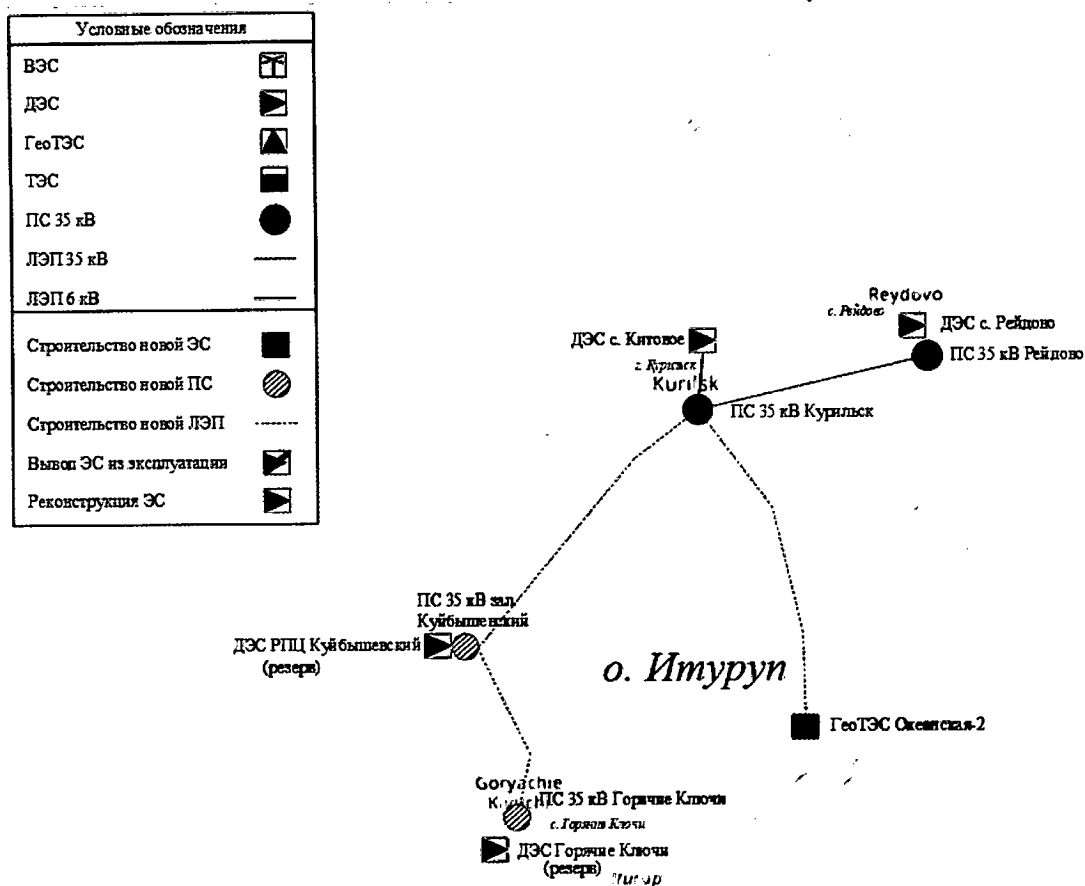


Рисунок 3.2.5.3. Вариант 2 объединения энергорайонов

Выбор варианта осуществляется на основании технико-экономического сравнения, представленного в таблице 3.2.5.2.2.

Таблица 3.2.5.2. 2.

Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства для развития межпоселковых связей

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
Вариант 1					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС-35 кВ «Курильск» до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» протяженностью порядка 32 км				330 881	392 718
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 32 км (провод)	32	341	13 967	16 679
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 32 км (опоры)	32	1 335	54 682	65 297
3	СМР на строительство новой ВЛ	32	2 158	241 005	285 636
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	21 227	21 227	25 106
2) Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 2×6,3 МВ*А с установкой БСК мощностью 5 Мвар				131 236	156 854
5	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	11 662	13 947
6	Установка трансформаторов	2	13 695	30 677	36 688
7	Установка БСК мощностью 5 Мвар	5	386	2209	2642
8	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
9	ПИР	1	7 235	7 235	8 557

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
3) Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ от ПС-35 кВ «Горячие Ключи» до новой ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» протяженностью порядка 8 км;				38 141	45 333
10	Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ, протяженностью 8 км (провод)	8	341	6 984	8 339
11	Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ, протяженностью 8 км (опоры)	8	699	8 028	9 587
12	СМР на строительство новой ВЛ	8	767	20 810	24 664
13	ПИР на строительство новой ВЛ	1	2 319	2 319	2 743
4) Строительство ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» с установкой трансформаторов мощностью 2×2,5 МВ*А				8 622	10 308
14	Установка выключателя 35 кВ	1	928	965	1 154
15	Установка трансформаторов	2	2 477	5 548	6 636
16	Постоянная часть затрат	1	1 615	1 809	2 163
17	ПИР	1	300	300	355
ИТОГО, без НДС				605 213	
Вариант 2					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС-35 кВ «Курильск» до новой ПС-35 кВ «Куйбышевская» ориентировочной протяженностью порядка 24 км				253 468	300 815
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 32 км (провод)	24	341	10 476	12 509
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 32 км (опоры)	24	1 335	41 011	48 973
3	СМР на строительство новой ВЛ	24	2 158	180 754	214 227
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	21 227	21 227	25 106
2) Строительство ПС-35 кВ в энергорайоне «Куйбышевская» с установкой трансформаторов мощностью 2×2,5 МВ*А				115 302	137 799
5	Установка выключателя 35 кВ	2	9 040	23 323	27 893
6	Установка трансформаторов	2	12 774	28 614	34 220
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
3) Строительство ВЛ-35 кВ от новой ПС-35 кВ «Куйбышевская» до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» протяженностью порядка 8 км;				98 640	117 009
9	Строительство ВЛ 6 кВ, протяженностью 8 км (провод)	8	341	3 492	4 170
10	Строительство ВЛ 6 кВ, протяженностью 8 км (опоры)	8	1 335	13 670	16 324
11	СМР на строительство новой ВЛ	8	2 158	60 251	71 409
12	ПИР на строительство новой ВЛ	1	21 227	21 227	25 106
4) Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжением 35/6 кВ мощностью 2×4,0 МВ*А				127 259	152 099
13	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	11 662	13 947
14	Установка трансформаторов	2	12 906	28 909	34 574
15	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
16	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
ИТОГО, без НДС				707 722	

На основании вышеприведенного расчёта можно сделать вывод о том, что более экономическим выгодным является **вариант 1** строительства (при дальнейших рекомендациях учитывается данный вариант).

Следует отметить, что при выводе ДЭС с Горячие Ключи в резерв ПС-35 кВ «Горячие Ключи» станет единственным центром питания существующих сетей. Электроснабжение села является стратегически

важным, т.к. на территории села расположены военные части. В случае, если собственник оборудования решит вывести ДЭС с. Горячие Ключи из эксплуатации, необходимо будет строительство дополнительной ВЛ-35 кВ от ПС-35 кВ «Горячие Ключи» до «Океанской ГеоТЭС-2» (рисунок 3.2.5.4).

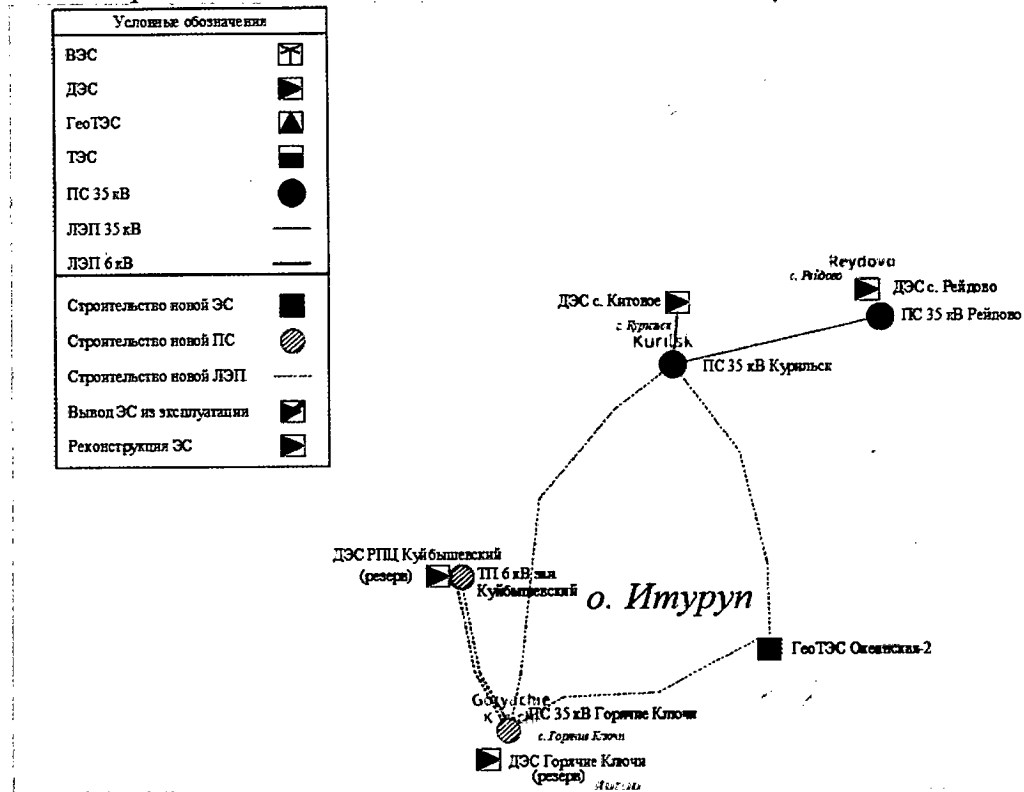


Рисунок 3.2.5.4. Строительство, необходимое для вывода ДЭС с. Горячий Ключ из эксплуатации

Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник»

Прогнозируемая нагрузка энергорайонов «Горное» и «Буревестник» на этап до 2035 г. составляет 1,994 МВт и 0,522 МВт соответственно. Одноименные населенные пункты расположены недалеко друг от друга, поэтому выполнять строительство ПС-35 кВ в каждом из них будет нецелесообразно. Предлагается осуществить электроснабжение поселков по сети 6 кВ от новой ПС 35 кВ, расположенной в энергорайоне «Горное».

Следовательно, для присоединения энергорайонов «Буревестник» и «Горное» необходимо выполнить:

- 1) Строительство ПС-35 кВ «Горное» с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью $2 \times 4,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
- 2) Строительство ВЛ-35 кВ от ПС-35 кВ «Горячий Ключ» до ПС-35 кВ «Горное» ориентировочной протяженностью порядка 20 км;
- 3) Строительство сети 6 кВ от ПС-35 кВ «Горное» до существующих сетей с. Горное и с. Буревестник, строительство ТП-6/0,4 кВ в с. Буревестник.

Реализация данных мероприятий предполагается поэтапная. Первым этапом является объединение электрических сетей энергорайонов «Горное» и «Буревестник» в 2024 г. путём строительства ВЛ-6 кВ от существующих

сетей 6 кВ энергорайона «Горное» до новой ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» и строительство ТП-6/0,4 кВ в с. Буревестник с установкой трансформаторов мощностью $2 \times 0,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, вторым этапом является присоединение энергорайонов к общей сети в 2030 г. Карта-схема предлагаемого строительства с разбивкой на этапы приведена на рисунках 3.2.5.5 - 3.2.5.6. Итоговая карта-схема, содержащая свод рекомендуемых мероприятий по строительству сетей, приведена в Приложении 5.

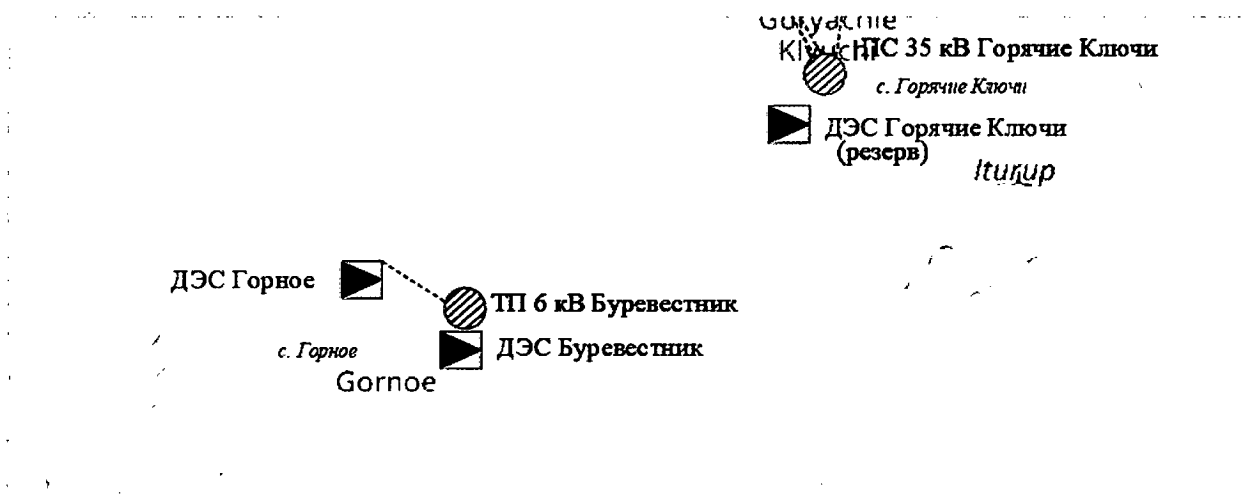


Рисунок 3.2.5.5. Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 1. Объединение энергорайонов.

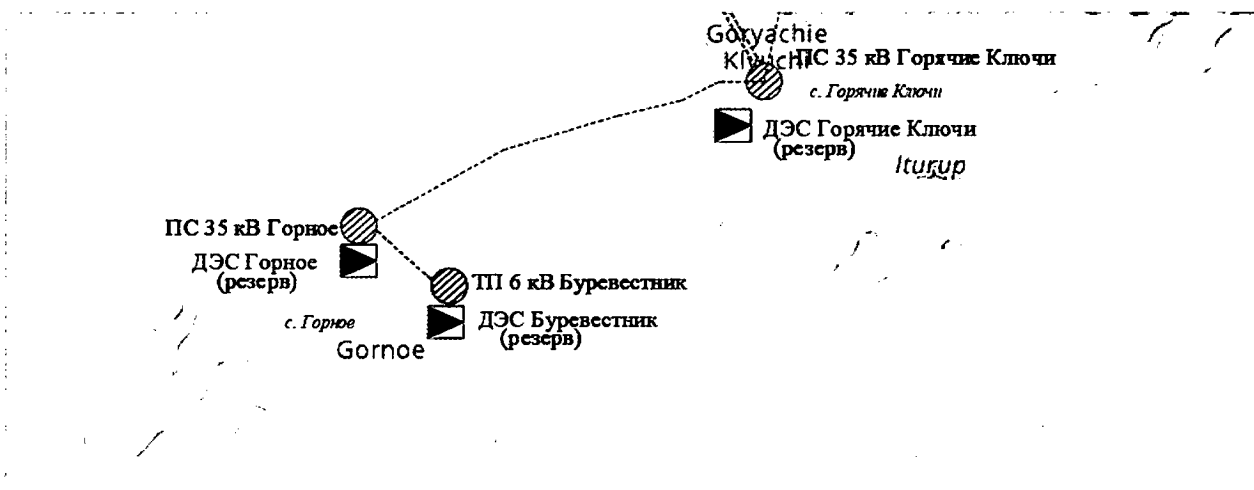


Рисунок 3.2.5.6. Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 2. Строительство сети 35 кВ.

3.2.6. Прогнозные балансы электроэнергии и мощности

3.2.6.1. Консервативный вариант развития

В таблицах 3.2.6.1.1 - 3.2.6.1.10 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 - 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки

для «Курильского энергорайона» и остальных энергорайонов о. Итуруп для консервативного варианта развития.

Таблица 3.2.6.1.1.

**Прогнозный баланс электрической мощности
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	14,016	14,266	14,266	14,266	19,266	19,266	19,266	19,266
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
СЭС с. Рейдово	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
«Океанская ГеоТЭС-2»					5	5	5	5
Располагаемая мощность станций, МВт	10,816	10,816	10,816	10,816	15,816	15,816	15,816	15,816
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952
СЭС с. Рейдово	0	0	0	0	0	0	0	0
«Океанская ГеоТЭС-2»					5	5	5	5
Максимум потребления, МВт	8,22	8,38	8,67	8,75	8,81	8,87	9,02	9,17
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	6,6	6,6	6,6	6,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	11,42	11,58	11,87	11,95	15,41	15,47	15,62	15,77
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,604	-0,761	-1,051	-1,132	0,407	0,347	0,197	0,047

Таблица 3.2.6.1.2.

**Прогнозный баланс электрической энергии
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	40,46	41,23	42,66	43,06	43,36	43,65	44,39	45,13
Выработка электрической энергии	40,46	41,23	42,66	43,06	43,36	43,65	44,39	45,13
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	13,165	13,31	13,77	13,90	10,55	9,31	7,73	7,53
ДЭС с. Китовое	27,295	27,59	28,56	28,83	21,88	19,31	16,03	15,60
СЭС с. Рейдово ²²	0	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
«Океанская ГеоТЭС-2»	0	0	0	0	10,6	14,7	20,3	21,67

²² При расчете выработки СЭС взято значение $T_{нб}=1321$ ч, соответствующее данным, представленным в отчете о функционировании ЕЭС России в 2020 году

Таблица 3.2.6.1.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «РПЦ Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,794	2,794
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,794	2,794
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,794	2,794
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	3,45	3,45
Максимум потребления, МВт	1,70	1,71	1,71	1,72	1,72	1,73	1,74	1,75
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,74	2,75	2,75	2,76	2,76	2,77	2,78	2,79
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,51	-0,51	-0,52	-0,52	-0,53	-0,53	0,01	0,00

Таблица 3.2.6.1.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ
Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	1,104	1,107	1,111	1,114	1,118	1,121	1,130	1,139
Выработка электрической энергии	1,104	1,107	1,111	1,114	1,118	1,121	1,130	1,139
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Синтегра»</i>	1,104	1,107	1,111	1,114	1,118	1,121	1,130	1,139

Таблица 3.2.6.1.5.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горячий Ключ» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3,8	3,8
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3,8	3,8
Располагаемая мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3,8	3,8
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3,49	3,49
Максимум потребления, МВт	2,400	2,481	2,505	2,601	2,625	2,649	2,721	2,793

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
<i>ДЭС с. Буревестник</i>	0,287	0,288	0,290	0,29	0,29	0,29	0,30	0,31

Таблица 3.2.6.1.9.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
Максимум потребления, МВт	1,150	1,156	1,162	1,167	1,173	1,179	1,185	1,215
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,78	1,786	1,792	1,797	1,803	1,809	1,815	1,845
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,74	0,734	0,728	0,723	0,717	0,711	0,705	0,675

Таблица 3.2.6.1.10.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	4,261	4,28	4,30	4,33	4,35	4,37	4,39	4,50
Выработка электрической энергии	4,261	4,28	4,30	4,33	4,35	4,37	4,39	4,50
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	4,261	4,28	4,30	4,33	4,35	4,37	4,39	4,50

3.2.6.2. Оптимистический вариант развития

Объединение энергорайонов

В таблицах 3.2.6.2.1 - 3.2.6.2.10 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 - 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки для «Курильского энергорайона» и остальных энергорайонов о. Итуруп. В период с 2030 г. учтено объединение всех энергорайонов острова для оптимистического варианта развития, предусматривающего объединение энергорайонов.

Таблица 3.2.6.2.1.

**Прогнозный баланс электрической мощности
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	14,016	14,266	14,266	14,266	20,366	20,366	27,766	27,766
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	9,152	9,152	9,152	9,152	10,252	10,252	17,652	17,652
СЭС с. Рейдово	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
«Океанская ГеоТЭС-2»					5	5	5	5
Располагаемая мощность станций, МВт	10,816	14,016	14,016	14,016	20,116	20,116	27,516	27,516
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
ДЭС с. Китовое	5,952	9,152	9,152	9,152	10,252	10,252	17,652	17,652
СЭС с. Рейдово	0	0	0	0	0	0	0	0
«Океанская ГеоТЭС-2»					5	5	5	5
Максимум потребления, МВт	8,2	9,18	9,45	10,67	11,48	12,29	19,9	20,91
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	6,6	6,6	6,6	6,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	11,4	12,38	12,65	13,87	18,08	18,89	26,5	27,51
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,584	1,636	1,366	0,146	2,036	1,226	1,016	0,006

Таблица 3.2.6.2.2.

**Прогнозный баланс электрической энергии
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	40,460	42,5	43,8	49,4	53,1	56,9	88,4	94,9
Выработка электрической энергии	40,460	42,5	43,8	49,4	53,1	56,9	88,4	94,9
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Рейдово	13,165	14,63	15,09	13,21	14,6	14,6	14,6	14,8
ДЭС с. Китовое	27,295	27,54	28,38	35,86	27,57	27,27	53,17	58,1
СЭС с. Рейдово ²³	0	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
«Океанская ГеоТЭС-2»	0	0	0	0	10,6	14,7	20,3	21,67

²³ При расчете выработки СЭС взято значение Тнб=1321 ч, соответствующее данным, представленным в отчете о функционировании ЕЭС России в 2020 году

Таблица 3.2.6.2.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «РПЦ Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	Присоединение к «Курильскому энергорайону», начиная с 2028 г.	
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234		
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234		
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234		
Максимум потребления, МВт	1,70	1,60	1,60	1,84	2,01	2,17		
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04		
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,74	2,64	2,64	2,88	3,05	3,21		
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,506	-0,406	-0,406	-0,646	-0,816	-0,976		

Таблица 3.2.6.2.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ
Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2028 г.	
Выработка электрической энергии	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6		
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6		

Таблица 3.2.6.2.5.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горячий Ключ» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2028 г.	
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Горячий Ключ	3	3	3	3	3	3		
Располагаемая мощность	3	3	3	3	3	3		

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
станций, МВт								
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3		
Максимум потребления, МВт	2,4	1,319	1,399	1,487	1,736	1,984		
Нормативный резерв мощности, МВт	1	1	1	1	1	1		
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	3,4	2,319	2,399	2,487	2,736	2,984		
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,4	0,681	0,601	0,513	0,264	0,016		

Таблица 3.2.6.2.6.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Горячий Ключ» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2028 г.	
Выработка электрической энергии	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1		
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1		

Таблица 3.2.6.2.7.

**Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона «Буревестник» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.	
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25				Присоединение к энергорайону «Горное» в 2024 г.	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2030 г.	
<i>в т.ч.:</i>									
<i>ДЭС с. Буревестник»</i>	0,25	0,25	0,25						
Располагаемая мощность станций, МВт	0,1	0,1	0,1						
<i>в т.ч.:</i>									
<i>ДЭС с. Буревестник»</i>	0,1	0,1	0,1						
Максимум потребления, МВт	0,09	0,09	0,09						
Нормативный резерв мощности, МВт	0,17	0,17	0,17						
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,26	0,26	0,26						
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,16	-0,16	-0,16						

Таблица 3.2.6.2.8.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Буревестник» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	0,287	0,3	0,3	Присоединение к энергорайону «Горное» в 2024 г.			Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2030 г.	
Выработка электрической энергии	0,287	0,3	0,3					
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Буревестник</i>	0,287	0,3	0,3					

Таблица 3.2.6.2.9.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2030 г.	
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52		
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52		
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52		
Максимум потребления, МВт	1,15	1,4	1,4	1,849	1,873	1,889		
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63		
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,78	2,03	2,03	2,479	2,503	2,519		
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,74	0,49	0,49	0,041	0,017	0,001		

Таблица 3.2.6.2.10.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9	Присоединение к «Курильскому энергорайону» начиная с 2030 г.	
Выработка электрической энергии	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9		
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9		

Без объединения энергорайонов

В таблицах 3.2.6.2.11 - 3.2.6.2.20 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 - 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки

для «Курильского энергорайона» и остальных энергорайонов о. Итуруп для оптимистического варианта развития без учета объединения энергорайонов²⁴.

Таблица 3.2.6.2.11.

**Прогнозный баланс электрической мощности
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	14,016	14,266	14,266	14,266	20,366	20,366	20,366	20,366
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовое</i>	9,152	9,152	9,152	9,152	10,252	10,252	10,252	10,252
<i>СЭС с. Рейдово</i>	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<i>«Океанская ГеоТЭС-2»</i>					5	5	5	5
Располагаемая мощность станций, МВт	10,816	14,016	14,016	14,016	20,116	20,116	20,116	20,116
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовое</i>	5,952	9,152	9,152	9,152	10,252	10,252	10,252	10,252
<i>СЭС с. Рейдово</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>«Океанская ГеоТЭС-2»</i>					5	5	5	5
Максимум потребления, МВт	8,2	9,18	9,45	10,67	11,48	12,29	13,10	13,50
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	6,6	6,6	6,6	6,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	11,4	12,38	12,65	13,87	18,08	18,89	19,7	20,1
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,584	1,636	1,366	0,146	2,036	1,226	0,416	0,016

Таблица 3.2.6.2.12.

**Прогнозный баланс электрической энергии
«Курильского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	40,460	42,5	43,8	49,4	53,1	56,9	62,8	66,3
Выработка электрической энергии	40,460	42,5	43,8	49,4	53,1	56,9	62,8	66,3
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	13,165	14,63	15,09	13,21	14,6	14,6	14,6	14,8

²⁴ В работе предусматривается оптимистический вариант развития с учетом и без учета объединения энергорайонов, т. к. основным фактором, влияющим на выбор решения является экологическая стратегия

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ДЭС с. Китовое	27,295	27,54	28,38	35,86	27,57	27,27	27,57	29,5
СЭС с. Рейдово ²⁵	0	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
«Океанская ГеоТЭС-2»	0	0	0	0	10,6	14,7	20,3	21,67

Таблица 3.2.6.2.13.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «РПЦ Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	3,45	3,45
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	3,45	3,45
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	3,45	3,45
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	3,45	3,45
Максимум потребления, МВт	1,70	1,60	1,60	1,84	2,01	2,17	2,33	2,41
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,74	2,64	2,64	2,88	3,05	3,21	3,37	3,45
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,506	-0,406	-0,406	-0,646	-0,816	-0,976	0,08	0

Таблица 3.2.6.2.14.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ
Куйбышевский» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
Выработка электрической энергии	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Синтегра»	1,1	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8

Таблица 3.2.6.2.15.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горячий Ключ» на период 2022 - 2035 г.г.**

²⁵ При расчете выработки СЭС взято значение Тнб=1321 ч, соответствующее данным, представленным в отчете о функционировании ЕЭС России в 2020 году

(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3,49	3,49
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3,49	3,49
Располагаемая мощность станций, МВт	3	3	3	3	3	3	3,49	3,49
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	3	3	3	3	3	3	3,49	3,49
Максимум потребления, МВт	2,4	1,319	1,399	1,487	1,736	1,984	2,233	2,481
Нормативный резерв мощности, МВт	1	1	1	1	1	1	1	1
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	3,4	2,319	2,399	2,487	2,736	2,984	3,233	3,481
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,4	0,681	0,601	0,513	0,264	0,016	0,49	0,009

Таблица 3.2.6.2.16.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Горячий Ключ» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1	18,1	20,1
Выработка электрической энергии	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1	18,1	20,1
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Горячий Ключ</i>	7,8	10,7	11,3	12,1	14,1	16,1	18,1	20,1

Таблица 3.2.6.2.17.

Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона «Буревестник» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25					
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Буревестник»</i>	0,25	0,25	0,25					
Располагаемая мощность станций, МВт	0,1	0,1	0,1					
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Буревестник»</i>	0,1	0,1	0,1					
Максимум потребления, МВт	0,09	0,09	0,09					
Нормативный резерв мощности, МВт	0,17	0,17	0,17					
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	0,26	0,26	0,26					
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,16	-0,16	-0,16					

Присоединение к энергорайону «Горное» в 2024 г.

Таблица 3.2.6.2.18.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Буревестник» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	0,287	0,3	0,3	Присоединение к энергорайону «Горное» в 2024 г.				
Выработка электрической энергии	0,287	0,3	0,3					
в т.ч.:								
<i>ДЭС с. Буревестник</i>	0,287	0,3	0,3					

Таблица 3.2.6.2.19.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
в т.ч.:								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
в т.ч.:								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	3,15	3,15
Максимум потребления, МВт	1,15	1,4	1,4	1,849	1,873	1,889	2,246	2,516
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,78	2,03	2,03	2,479	2,503	2,519	2,876	3,146
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,74	0,49	0,49	0,041	0,017	0,001	0,274	0,004

Таблица 3.2.6.2.20.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Горное» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9	5,8	6,7
Выработка электрической энергии	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9	5,8	6,7
в т.ч.:								
<i>ДЭС «Горное-1; -2»</i>	4,261	3,4	3,4	4,6	4,7	4,9	5,8	6,7

3.2.7. Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Итуруп

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов генерации и объектов электросетевого

хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ приведен в таблице 3.2.7.1 для консервативного варианта, в таблице 3.2.7.2 – для оптимистического варианта с учетом объединения энергорайонов, в таблице 3.2.7.3 – для оптимистического варианта без учета объединения энергорайонов.

Таблица 3.2.7.1.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Итуруп (консервативный вариант)

№п/п	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1	Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и проектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	1 600 000
2	Перевод существующих ДЭС с.Китовое и с. Рейдово на СПГ без увеличения мощности	III квартал 2024 г.		отсутствует	1 730 560
3	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_61R_SE5)	Не определяется в связи с высокой степенью готовности

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
4	Увеличение мощности ДЭС «Синтегра» на 0,56 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	72 244,9
5	Увеличение мощности ДЭС «Горячий ключ» на 0,8 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	103 207,1
6	Увеличение располагаемой мощности ДЭС «Буревестник» на 0,17 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	21 931,5
Объекты электросетевого хозяйства					
1	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	Входит в строительство станции

Таблица 3.2.7.2.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Итуруп (оптимистический вариант, объединение энергорайонов)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации (объединение энергорайонов)					
1	Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение	Отсутствует, но в настоящий момент ведется	1 600 000

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
2*	Перевод существующих ДЭС с.Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 8,5 МВт (этап I увеличение на 1,1 МВт, этап 2 – на 7,4 МВт)	III квартал 2024 г.	нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	разработка ТЭО и проектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	3 090 560
3	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_6IR_SE5)	Не определяется в связи с высокой степенью готовности
Объекты электросетевого хозяйства (объединение энергорайонов)					
1*	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и проектной документации по проекту	Входит в строительство станции

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
	воздушное исполнение			«Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	
2*	Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС-35 кВ «Курильск» до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» ориентировочной протяженностью порядка 32 км	2028 г.	Присоединение энергорайонов «Горячий Ключ» и «РПЦ Куйбышевский» к «Курильскому энергорайону» рекомендуется в соответствии с концепцией достижение углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведений на Сахалине углеродного эксперимента в связи с прогнозируемым дефицитом располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	392 718
3*	Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжением 35/6 кВ мощностью 2х6,3 МВ*А с установкой БСК мощностью 5 Мвар	2028 г.		отсутствует	156 854
4*	Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ от ПС-35 кВ «Горячие Ключи» до новой ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» протяженностью порядка 8 км	2028 г.		отсутствует	45 333
5*	Строительство ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» мощностью 2х2,5 МВ*А	2028 г.		отсутствует	10 308
6*	Строительство ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» мощностью 2х0,1 МВ*А	2024 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 1. Объединение энергорайонов.	отсутствует	4 179
7*	Строительство ВЛ-6 кВ от ДЭС с Горное до новой ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» протяженностью порядка 6 км	2024 г.		отсутствует	24 607

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	У крупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
8*	Строительство ПС-35 кВ «Горное» с установкой трансформаторов напряжением 35/6 кВ мощностью 2х4,0 МВ*А и перезоводом на нее линий 6 кВ с ДЭС с. Горное	2030 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 2. Присоединение рекомендуется в соответствии с концепцией достижения углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента в связи с прогнозируемым дефицитом располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	152 099
9*	Строительство ВЛ-35 кВ от ПС-35 «Горное» до ПС-35 кВ «Горячий Ключ» ориентировочной протяженностью порядка 20 км	2030 г.		отсутствует	248 119

Таблица 3.2.7.3.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Итуруп (оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	У крупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1	Строительство «Океанской ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью	1 600 000

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
2*	Перевод существующих ДЭС с.Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 1,1 МВт	III квартал 2024 г.	Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	1 890 560
3	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_6IR_SES)	Не определяется в связи с высокой степенью готовности
4	Увеличение мощности ДЭС «Синтегра» на 1,216 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	117 277
5	Увеличение мощности ДЭС «Горячий ключ» на 0,49 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	68 886
6	Увеличение мощности ДЭС «Горное-1,2» на 0,63 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	88 568
Объекты электросетевого хозяйства					
1*	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной	Входит в строительство станции

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
2*	Строительство ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» мощностью 2х0,1 МВ*А	2024 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 1. Объединение энергорайонов.	электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».	4 179
3*	Строительство ВЛ-6 кВ от ДЭС с «Буревестник» протяженностью порядка 6 км	2024 г.			

*данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов, в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергетики. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

3.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

3.3.1. Структура и состав тепловой мощности

Основным производителем тепловой энергии на о. Итуруп является МУП «Жилкомсервис», которое также является производителем электрической энергии в с. Горное и в с. Буревестник. В составе МУП «Жилкомсервис» находятся девять котельных. Основное генерирующее оборудование этих источников приведено в таблицах 3.3.1.2 и 3.3.1.3.

Так же на о. Итуруп осуществляет свою деятельность ООО «ДальЭнергоИнвест». В составе ООО «ДальЭнергоИнвест» имеется два источника комбинированной выработки ДЭС с. Китовое и ДЭС с. Рейдово. Основное теплогенерирующее оборудование представлено в таблице 3.3.1.1.

Котлы-утилизаторы

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара			Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ДЭС с. Рейдово, ООО «ДальЭнергоИнвест»									
ДГУ 1	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	0,94	2012	
ДГУ 2	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	0,94	2012	
ДГУ 3	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	0,94	2012	
МДГУ 4	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	1,38	2019	
ДЭС с. Китовый, ООО «ДальЭнергоИнвест»									

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара				Водогрейный контур				Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
ДГУ 1	Котел утилизатор Aprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	1,38	2015			
ДГУ 2	Котел утилизатор Aprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	1,38	2015			
ДГУ 3	Котел утилизатор Aprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	0,94	2015			
ДГУ 4	Котел утилизатор Aprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	0,94	2015			
ДГУ 7	Котел утилизатор Aprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник к AlfaLaval M10-BFM)					90/70	1,38	2019			

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара		Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса	
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С			Производительность, Гкал/ч
1	2 M10-BFM)	3	4	5	6	7	8	9	10

Котлы-утилизаторы на источниках ООО «ДальЭнергоИнвест» имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии. В ближайшей перспективе ремонт котлов не планируется.

Таблица 3.3.1.2.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса		
				основной	резервный					
МУП "Жилкомсервис"	Внутриквартальная котельная	1	КВМ-1,45-95	Уголь	н/д	70	1,247	2016	2036	
		2	КВМ-1,45	Уголь	н/д	70	1,247	2013	2033	
		3	КВМ-1,45	Уголь	н/д	70	1,247	2014	2034	
		4	КВМ-1,45-95	Уголь	н/д	70	1,247	2016	2036	
	Котельная «Административной»	1	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	0,8	2017	2037
		2	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	0,8	2017	2037
	Котельная «Баня»	1	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	0,8	2017	2037
		2	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	0,8	2017	2037
	Бойлер «МУП»	1	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	0,2	2020	2040
		1	RSB 8017 (списан)	н/д	н/д	н/д	0,08	0,08	1996	2016
Бойлер «Красный маяк»	2	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	0,2	2021	2041	
	1	Kiturami KSO 50R	Диз. топливо	н/д	70	0,05	0,05	2012	2032	
«Курильский энергорайон»										

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Бойлер «Школа»	1	Olímpria OLB-4000	Диз. топливо	н/д	70	0,4	2011	2031
		2	Olímpria OLB-4000	Диз. топливо	н/д	70	0,4	2004	2024
	Бойлер «Детский сад»	1	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	2011	2031

В основном водогрейные котлы на источниках МУП «Жилкомсервис» имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии. Однако на источнике Бойлер «Красный маяк» находится котёл, отработавши свой парковый ресурс ещё в 2016 году. В 2021 году на источнике Бойлер «Красный маяк» был установлен новый котёл, что решило данную проблему.

Таблица 3.3.1.3.

Паровые котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса	
				основной	резервный/аварийный	Температура, град.С	Давление, кгс/см ²			Производительность, т/ч (Гкал/ч)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Энергорайон «Горное»										
МУП "Жилкомсервис"	Котельная № 51	2	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2002	2022
		3	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2018	2028
		4	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2018	2028
		6	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	1994	2014

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный/аварийный	Температура, град.С	Давление, кгс/см2	Производительность, т/ч (Гкал/ч)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		7	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2002	2022

Три из пяти паровых котлов на источнике МУП «Жилкомсервис» в с. Горное имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии. Однако на источнике Котельная № 51 с. Горное находится котёл, отработавший свой парковый ресурс ещё в 2014 году, и котёл, чей парковый ресурс будет исчерпан в 2022 году. Для данных котлов необходимо предусмотреть замену или мероприятия по продлению паркового ресурса.

3.3.2. Объём выработки и потребления тепловой энергии за период 2017 - 2021 г.г.

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Итуруп с разделением по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г. приведён в таблице 3.3.2.1.

Таблица 3.3.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников на территории о. Итуруп по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
с. Рейдово							
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017					1 560,13	1 560,13
	2018					2 153,10	2 153,10
	2019					1 466,44	1 466,44
	2020					1 646,70	1 646,70
	2021					2 195,231	2 195,231
с. Китовый							
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017					1 015,61	1 015,61
	2018					1 401,62	1 401,62
	2019					954,62	954,62
	2020					1 071,96	1 071,96
	2021					2 815,883	2 815,883
г. Курильск							
Внутриквартальная котельная, (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					12 432	12 432
	2020					10 770	10 770
	2021					10000,93	10000,93
Котельная «Администрация», (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					1 156	1 156
	2020					1 114	1 114
	2021					982,434	982,434
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					926	926

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2020					837	837
	2021					809,795	809,795
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					174	174
	2020					157	157
	2021					163,76	163,76
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					95	95
	2020					95	95
	2021					85,607	85,607
Бойлер «РВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					117	117
	2020					105	105
	2021					112,843	112,843
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					601	601
	2020					1 109	1 109
	2021					892,786	892,786
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					110	110
	2020					101	101
	2021					101,176	101,176
с. Горное							
Котельная № 51 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2017					н/д	н/д
	2018					н/д	н/д
	2019					5 655	5 655
	2020					4 938	4 938
	2021					4839,187	4839,187
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Итуруп	2017					2 575,74	2 575,74
	2018					3 554,72	3 554,72
	2019					23 687,06	23 687,06
	2020					21 944,66	21 944,66
	2021					22 999,63	22 999,63

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии с разделением по категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Итуруп с разделением по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 3.3.2.2.

Отпуск тепловой энергии на территории о. Итуруп по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	1 010,24			1 010,24
	2018	2 035,05			2 035,05
	2019	964,75			964,75
	2020	1 064,48		7,488	1 071,96
	2021	2 178,37		275,23	2 453,60
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	1 556,81		4,16	1 565,50
	2018	1 505,61		8,69	1 519,68
	2019	1 443,35		14,08	1456,31
	2020	1 633,22		12,95	1646,7
	2021	1 876,13		36,21	1 912,35
г. Курильск					
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	8 725,12		3 707,22	12 432,34
	2020	8 231,98		2 537,77	10 769,75
	2021	8 231,98		1 768,95	10000,93
Котельная «Администрация», (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	514,81		641,19	1 156
	2020	366,83		747,17	1 114
	2021	366,83		615,60	982,43
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	380,85		545,54	926,39
	2020	127,14		710,24	837,38
	2021	127,14		682,66	809,795
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	110,7		63,47	174,17

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
	2020	85,84		71,42	157,26
	2021	85,84		77,92	163,76
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	0		94,59	94,59
	2020	0		94,61	94,61
	2021	0		85,61	85,607
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	104,05		12,70	116,75
	2020	72,48		32,66	105,137
	2021	72,48		40,36	112,843
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	505,34		96,12	601,46
	2020	1074,47		34,81	1109,28
	2021	505,34		387,45	892,786
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	91,425		18,75	110,17
	2020	43		57,63	100,63
	2021	43		58,18	101,176
с. Горное					
Котельная № 51 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д		н/д	н/д
	2018	н/д		н/д	н/д
	2019	3 523,89		2 131,04	5 654,93
	2020	3 841,59		1 096,80	4 938,39
	2021	3 841,59		997,60	4839,187

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Итуруп	2017	2 567,05		4,16	2 575,74
	2018	3 540,66		8,69	3 554,73
	2019	15 849,48		6 683,51	22 531,86
	2020	16 174,20		4 656,38	20 831,10
	2021	16 961,87		4 410,15	21 372,03

Как видно из таблицы, основными потребителями тепловой энергии является население. За последние пять лет потребление тепловой энергии существенно не изменилось.

3.3.3. Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 года

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований сформированы прогнозные балансы мощности источников тепловой энергии. Прогноз балансов тепловой мощности (в т.ч. прогноз максимума нагрузки) и наличие (отсутствие) резерва мощности на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 г. приведен в таблице 3.3.3.2.

Таблица 3.3.3.1.

Прогнозный баланс тепловой мощности на территории о. Итуруп на период 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
с. Рейдово					
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	4,2	3,23	0,919	2,311
	2023	4,2	3,23	0,919	2,311
	2024	4,2	3,23	1,097	2,133
	2025	4,2	3,23	1,097	2,133
	2026	4,2	3,23	1,097	2,133
	2030	4,2	3,23	1,157	2,073
	2035	4,2	3,23	1,157	2,073
с. Китовый					
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	6,02	4,6	0,288	4,312
	2023	6,02	4,6	0,288	4,312
	2024	6,02	4,6	0,555	4,045
	2025	11,6	8,9	0,555	8,35
	2026	11,6	8,9	0,555	8,35

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
	2030	11,6	8,9	1,955	6,95
	2035	11,6	8,9	1,955	6,95
г. Курильск					
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	4,99	4,06	4,17	-0,11
	2023	4,99	4,06	4,17	-0,11
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,87	0,79	0,23	0,56
	2023	0,87	0,79	0,23	0,56
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,57	0,57	0,01	0,55
	2023	0,57	0,57	0,01	0,55
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,20	0,20	0,11	0,11
	2023	0,20	0,20	0,11	0,11
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,08	0,08	0,03	0,05
	2023	0,08	0,08	0,03	0,05
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,80	0,80	0,65	0,15
	2023	0,80	0,80	0,65	0,15
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,2	0,19	0,01	0,18
	2023	0,2	0,19	0,01	0,18
	2024	0,00	0,00	0,00	0,00
	2025	0,00	0,00	0,00	0,00
	2026	0,00	0,00	0,00	0,00
	2030	0,00	0,00	0,00	0,00
	2035	0,00	0,00	0,00	0,00
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	0,20	0,20	0,18	0,09
	2023	0,20	0,20	0,18	0,02

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
	2024	0,20	0,20	0,18	0,02
	2025	0,20	0,20	0,18	0,02
	2026	0,20	0,20	0,18	0,02
	2030	0,20	0,20	0,18	0,02
	2035	0,20	0,20	0,18	0,02
Новая газовая котельная	2022	0,00	0,00	0,00	0,00
	2023	0,00	0,00	0,00	0,00
	2024	8,00	7,99	8,43	-0,44
	2025	8,00	7,99	8,43	-0,44
	2026	8,00	7,99	8,43	-0,44
	2030	8,00	7,99	9,18	-1,19
	2035	8,00	7,99	9,18	-1,19
с. Горное					
Котельная №51 с.Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2022	2,5	2,5	0,9	0,2
	2023	2,5	2,5	0,9	0,2
	2024	2,5	2,5	0,9	0,2
	2025	2,5	2,5	0,9	0,2
	2026	2,5	2,5	0,9	0,2
	2030	2,5	2,5	0,9	0,2
	2035	2,5	2,5	0,9	0,2
Суммарные показатели тепловой мощности источников тепловой энергии котельных о. Итуруп	2022	20,63	17,21	7,49	8,40
	2023	20,63	17,21	7,49	8,33
	2024	20,92	18,52	11,16	5,96
	2025	26,50	22,82	11,16	10,27
	2026	26,50	22,82	11,16	10,27
	2030	26,50	22,82	13,37	8,06
	2035	26,50	22,82	13,37	8,06

В целом по источникам о. Итуруп дефицита мощности на источниках тепловой энергии не предвидится. Однако по источнику «Внутриквартальная котельная» уже в 2022 г. ожидается дефицит.

При условии выполнения теплосетевых мероприятий по объединению зон действия источников тепловой энергии «Внутренняя котельная» (МУП «Жилкомсервис»), Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»), Котельная Баня (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер Маяк (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис») и Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис») нагрузки данных зон в перспективе будет возможно перевести на источник тепловой энергии Новая газовая котельная, на котором ожидается увеличение электрической и тепловой мощности.

В перспективе ДЭС «Горное-1, -2» (МУП «Жилкомсервис») имеют потенциал стать источником комбинированной тепловой и электрической энергии с тепловой мощностью порядка 2,5 Гкал/ч. Данной мощности вполне хватит для покрытия тепловых нагрузок потребителей Котельной № 51 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»).

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований

сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии. Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Итуруп, с разделением по видам теплоносителя за период до 2035 г. приведен в таблице 3.3.3.2.

Таблица 3.3.3.2.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Итуруп, с разделением по видам теплоносителя на 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
с. Рейдово							
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022					1 714,73	1 714,73
	2023					1 749,02	1 749,02
	2024					1 784,00	1 784,00
	2025					1 819,68	1 819,68
	2026					1 856,07	1 856,07
	2030					2 233,515	2 233,515
	2035					2 610,96	2 610,96
с. Китовый							
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022					2610,96	2610,96
	2023					2663,18	2663,18
	2024					2716,44	2716,44
	2025					2770,77	2770,77
	2026					2826,19	2826,19
	2030					3108,81	3108,81
	2035					3108,81	3108,81
г. Курильск							
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					10 770	10 770
	2023					10 770	10 770
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					1 114	1 114
	2023					1 114	1 114
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					837	837
	2023					837	837
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					157	157
	2023					157	157
	2024						

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					95	95
	2023					95	95
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					105	105
	2023					105	105
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					601	601
	2023					601	601
	2024						
	2025						
	2026						
	2030						
	2035						
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2022					100,63	100,63
	2023					100,63	100,63
	2024					100,63	100,63
	2025					100,63	100,63
	2026					100,63	100,63
	2030					100,63	100,63
	2035					100,63	100,63
Новая газовая котельная	2022						
	2023						
	2024					13800	13800
	2025					13800	13800
	2026					13800	13800
	2030					13800	13800
	2035					13800	13800
с. Горное							
Котельная №51 с.Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2022					4 938,39	4 938,39
	2023					4 938,39	4 938,39
	2024					4 938,39	4 938,39
	2025					4 938,39	4 938,39
	2026					4 938,39	4 938,39
	2030					4 938,39	4 938,39
	2035					4 938,39	4 938,39
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Итуруп	2022					23 043,71	23 043,71
	2023					23 130,22	23 130,22
	2024					23 339,46	23 339,46
	2025					23 429,47	23 429,47
	2026					23 521,28	23 521,28
	2030					24 181,35	24 181,35
	2035					24 181,35	24 181,35

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2021					24 558,70	24 558,70

Исходя из имеющихся данных, крупных приростов нагрузки в ближайшей перспективе не планируется. Для покрытия нагрузок в дальней перспективе предполагается перевод существующих ДЭС с Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 8,5 МВт в III квартале 2024 г.

Данные по отпуску представленные в соответствии со сценарием вывода из эксплуатации котельных «Внутренняя котельная» (МУП «Жилкомсервис»), Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»), Котельная Баня (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер Маяк (МУП «Жилкомсервис»), Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис») и Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис») и перевода их нагрузок на Новую газовую котельную в 2024 году.

3.3.4. Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по предприятиям

В соответствии с официальными опубликованными данными региональной энергетической комиссии Сахалинской области сформирована динамика тарифов на тепловую энергию и горячее водоснабжение (без учёта надбавки на холодную воду) с разделением по теплоснабжающим организациям и типам потребителей за период 2017 - 2021 г.г. Указанная информация приведена в таблице 3.3.4.1.

Общий прирост за рассматриваемый период составил от 2,8 % до 3,2 % в год в среднем по субъектам, что укладывается в регламентированный рост тарифа на тепловую энергию в пределах инфляционных показателей.

Таблица 2.3.4.1.

Динамика тарифа на тепловую энергию за период 2017 - 2021 г.г., руб./Гкал

Наименование муниципального образования, теплоснабжающей организации	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
ООО «ДальЭнергоИнвест»	13 423,12	9 596,60	12 989,42	8 958,44	13 149,58
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВВО) (горячая вода)			10 287,95	11 364,99	8 694,88
МУП «Жилкомсервис»	7 007,37	5 971,36			
МУП «Жилкомсервис» (производство и передача, с 2019 г. + с. Горное)			7 770,61	9 336,03	9 301,66
МУП «Жилкомсервис» (с коллекторов)			9 041,73	11 661,15	12 117,61
АО «ГУ ЖКХ» (горячая вода)	7 395,50	7 983,02			
АО «ГУ ЖКХ» (пар 2,5 - 7)	9 904,12				

В соответствии с ретроспективными показателями прироста, ограничений в тарифном регулировании на тепловую энергию и отсутствию существенных планов как по капитальному строительству, так и по переходу МО «Курильский городской округ» к методике расчёта тарифов по методу «альтернативной котельной» для расчёта перспективных показателей принята существующая динамика изменения тарифа. Указанная информация приведена в таблице 3.3.4.2.

Таблица 3.3.4.2.

**Прогноз динамика тарифа на тепловую энергию
за период до 2035 г., руб./Гкал**

Наименование теплоснабжающей организации	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	2	3	4	5	6	7	8
ООО «ДальЭнергоИнвест»	13 715,01	14 263,61	14 834,16	15 427,53	16 044,63	18 769,94	22 836,51
ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (по ВВО) (горячая вода)	9 068,76	9 431,51	9 808,77	10 201,12	10 609,16	12 411,22	15 100,15
МУП «Жилкомсервис» (производство и передача, с 2019 г + с. Горное)	9 701,63	10 089,70	10 493,29	10 913,02	11 349,54	13 277,36	16 153,94
МУП «Жилкомсервис» (с коллекторов)	12 638,66	13 144,21	13 669,98	14 216,78	14 785,45	17 296,89	21 044,31

**3.3.5. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципального
образования «Курильских городской округ»**

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Сведения о сроках действия и периодам разработки / актуализации данных схемы теплоснабжения о. Итуруп, представлены в таблице 3.3.5.1.

Таблица 3.3.5.1.

**Данные о сроках разработки и актуализации
схем теплоснабжения о. Итуруп**

Населенный пункт	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
МО «Курильский городской округ»	2021	2030	Актуализирована

3.4. ПОТРЕБЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ ОСТРОВА ИТУРУП

3.4.1. Фактическое и прогнозное потребление топлива (топливный баланс)

Топливный баланс о. Итуруп за период 2017 - 2021 г.г. сформирован по источникам тепловой и электрической энергии, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными за период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 3.4.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 3.4.1.2.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплоэнергетики. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными, с разбивкой по энергорайонам, электрическим станциям, котельным и видам используемого топлива в период на 2022 – 2026 г.г. и до 2035 г. представлен в таблице 3.4.1.3.

Таблица 3.4.1.1.

Фактическое потребление топлива генерирующими источниками, находящимися на территории о. Итуруп

Наименование источника тепловой энергии	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год																	
		Суммарный расход топлива			Сжиженный природный газ			Мазут топочный			Дизельное топливо			Уголь**			Прочие виды топлива		
		Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
с. Китовое																			
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	6 395,08					4 410,40	6 395,08											
	2018	6 582,68					4 539,78	6 582,68											
	2019	7 134,04					4 920,03	7 134,04											
	2020	8 032,41					5 539,59	8 032,41											
	2021	8 190,3					5 648,5	8 190,3											
с. Рейдовое																			
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	3 482,683					2 401,85	3 482,683											
	2018	3 691,435					2 545,82	3 691,435											
	2019	3 938,78					2 716,40	3 938,78											
	2020	4 133,875					2 850,95	4 133,875											
	2021	3 989,3					2 751,2	3 989,3											
г. Курильск																			
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д												н/д	н/д				
	2018	н/д												н/д	н/д				
	2019	2 426,10												3 146,70	2 426,10				
	2020	2 156,68												2 797,30	2 156,68				
	2021	2 156,68												2 317,8	1 787,02				
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д												н/д	н/д				
	2018	н/д												н/д	н/д				
	2019	222,85												289,05	222,85				
	2020	223,16												289,45	223,16				
	2021	223,16												255,170	196,736				
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д												н/д	н/д				
	2018	н/д												н/д	н/д				
	2019	178,64												231,70	178,64				
	2020	167,69												217,50	167,69				

Наименование источника тепловой энергии	Год	Суммарный расход топлива	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год													
			Сжиженный природный газ			Мазут топочный			Дизельное топливо			Уголь**			Прочие виды топлива	
			т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				
	2021	167,69							210,3	162,16						
	2017															
	2018															
	2019	29,16					20,11	29,16								
	2020	28,83					19,89	28,83								
	2021	28,83					17,55	25,45								
	2017	н/д					н/д	н/д								
	2018	н/д					н/д	н/д								
	2019	15,83					10,92	15,83								
	2020	15,68					10,82	15,68								
	2021	15,68					9,819	14,238								
2017	н/д					н/д	н/д									
2018	н/д					н/д	н/д									
2019	19,49					13,40	19,49									
2020	17,43					12,02	17,43									
2021	17,43					12,901	18,706									
2017	н/д					н/д	н/д									
2018	н/д					н/д	н/д									
2019	100,69					69,44	100,69									
2020	92,69					63,93	92,69									
2021	100,69					61,003	88,454									
2017	н/д					н/д	н/д									
2018	н/д					н/д	н/д									
2019	18,29					12,61	18,29									
2020	16,64					11,48	16,64									
2021	16,64					11,537	16,729									
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»																
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2017															
	2018															
	2019	371					256	371								
	2020	452					312	452								
	2021	377					260	377								

Наименование источника тепловой энергии	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Энергорайон «Горячий Ключ»													
ДЭС с. Горячий Ключ (ЖКС № 6 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)	2017						н/д	н/д					
	2018						н/д	н/д					
	2019						н/д	н/д					
	2020						н/д	н/д					
	2021						н/д	н/д					
Энергорайон «Буревестник»													
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2017	124,278					85,709	124,278					
	2018	140,918					97,185	140,918					
	2019	124,278					85,709	124,278					
	2020	142,806					98,487	142,806					
	2021	267,70					184,62	267,70					
с. Горное													
ДЭС № 1 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д					н/д	н/д					
	2018	н/д					н/д	н/д					
	2019	236,07					162,82	236,07					
	2020	н/д					н/д	н/д					
	2021	н/д					н/д	н/д					
ДЭС № 2 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д					н/д	н/д					
	2018	н/д					н/д	н/д					
	2019	1 729,93					1 193,18	1 729,93					
	2020	1 837,23					1 267,06	1 837,23					
	2021	1 837,23					1 267,06	1 837,23					
Котельная № 51 с. Горное (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д					н/д	н/д					
	2018	н/д					н/д	н/д					
	2019	1 015,99					700,70	1 015,99					
	2020	920,14					634,58	920,14					
	2021	920,14					634,58	920,14					
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Итуруп	2017	10002,04					6897,96	10002,04	0,00	0,00			
	2018	10415,03					7182,79	10415,03	0,00	0,00			
	2019	17561,14					10161,32	14733,55	3667,45	2827,59			
	2020	18237,26					10820,81	15689,73	3304,25	2547,53			

Наименование источника тепловой энергии	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		Т.У.Т.	Т.н.Т.	Т.У.Т.	Т.н.Т.	Т.У.Т.	Т.н.Т.	Т.У.Т.	Т.н.Т.	Т.У.Т.	Т.н.Т.	Т.У.Т.	Т.н.Т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2021	18308,47					10859,77	15745,55	2783,27	2145,92			

За рассматриваемый период 2016 - 2021 г.г., генерирующие источники потребляли два вида топлива: дизельно топливо и уголь. Преймущественно потреблялось дизельное топливо, приблизительно 70 % от всего потребления.

Таблица 3.4.1.2.

**Удельные фактические расходы топлива на выработку
электрической и тепловой энергии источниками генерации,
находящимися на территории о. Итуруп**

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Рейдвое			
ДЭС с. Рейдвое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	317,12	272,77
	2018	300,55	258,52
	2019	327,25	281,48
	2020	341,84	294,03
	2021	295,09	253,82
с. Китовое			
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	325,23	279,74
	2018	322,81	277,66
	2019	337,64	290,42
	2020	338,99	291,58
	2021	311,50	267,93
г. Курильск			
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	195,15	-
	2020	200,25	-
	2021	200,25	-
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	192,78	-
	2020	200,32	-
	2021	200,32	-
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	192,92	-
	2020	200,35	-
	2021	200,35	-
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	167,59	-
	2020	183,63	-
	2021	183,63	-
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	166,63	-
	2020	165,05	-
	2021	165,05	-
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д	-
	2018	н/д	-
	2019	н/д	-
	2020	148,97	-
	2021	166,00	-
Бойлер «Школа»	2017	н/д	-

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
<i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2018	н/д	-
	2019	167,54	
	2020	83,58	
	2021	167,54	
Бойлер «Детский сад» <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2017		
	2018	н/д	
	2019	166,27	
	2020	164,75	
	2021	164,75	
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»			
ДЭС «Синтегра» <i>(ООО «Синтегра»)</i>	2017		
	2018		
	2019		317,91
	2020		355,91
	2021		341,49
Энергорайон «Горячий Ключ»			
ДЭС с. Горячий Ключ <i>(ЖКС № 6 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)</i>	2017		н/д
	2018		н/д
	2019		н/д
	2020		н/д
	2021		н/д
Энергорайон «Буревестник»			
ДЭС с. Буревестник <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2017		377,74
	2018		494,45
	2019		402,19
	2020		476,02
	2021		934,34
Энергорайон «Горное»			
ДЭС № 1 и ДЭС № 2 с. Горное <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2017		
	2018		480,7943
	2019		333,4483
	2020		399,311
	2021		525,8243
Котельная № 51 с. Горное <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2017	н/д	
	2018	н/д	
	2019	179,66	
	2020	186,34	
	2021	186,34	

Исходя из данных о удельных расходах топлива на выработку тепловой и электрической энергии можно сделать вывод, что большая часть источников имеет среднюю или ниже среднего эффективность.

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год						Уголь**			Прочие виды топлива		
		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Т.н.т.	Т.у.т.	Т.н.т.	Т.у.т.	Т.н.т.	Т.у.т.
		Т.н.т.	Т.у.т.	Т.н.т.	Т.у.т.	Т.н.т.	Т.у.т.						
1.	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	2026												
	2030												
	2035												
	2022			222,85				289,05	222,85				
	2023			223,16				289,45	223,16				
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022			28,83		20	28,83						
	2023			28,83		20	28,83						
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022			15,83		11	15,83						
	2023			15,68		11	15,68						
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022					69	100,69						

Котельная «Администрация»
(МУП «Жилкомсервис»)

Бойлер «МУП»
(МУП «Жилкомсервис»)

Бойлер «Красный маяк»
(МУП «Жилкомсервис»)

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2035												
Энергорайон «Горное»													
	2022	2875,75					1983,28	2875,75					
	2023	2890,13					1993,19	2890,13					
	2024	3100,22					2138,08	3100,22					
	2025	3115,72					2148,77	3115,72					
	2026	3131,30					2159,52	3131,30					
	2030	3150,91					2173,04	3150,91					
	2035	3229,68					2227,37	3229,68					
	2022	20 866,25					13 253,41	19 069,96	3 086,35	2 379,53			
	2023	21 062,45					13 383,90	19 258,89	3 086,75	2 379,84			
	2024	24 893,92	2 495,00	3 917,15			14 762,33	21 405,38					
	2025	11 411,82	3 417,28	5 365,13			4 170,14	6 046,69					
	2026	18 020,21	7 558,63	11 867,05			4 243,56	6 153,16					
	2030	13 727,71	6 726,22	10 560,16			2 184,52	3 167,55					
	2035	12 708,63	6 026,95	9 462,31			2 238,85	3 246,32					
ДЭС «Горное-1, -2» (МУП «Жилкомсервис»)													
Суммарные показатели расхода топлива по источникам генерации о. Итуруп													

Таблица 3.4.1.4.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии (консервативный вариант развития)

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Рейдово			
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	277,24	238,47
	2023	271,84	233,82
	2024	316,57	272,30
	2025	305,10	262,43
	2026	297,38	255,78
	2030	274,19	235,84
	2035	261,01	224,50
с. Китовое			
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	326,55	280,88
	2023	320,37	275,57
	2024	275,12	245,63
	2025	319,26	274,61
	2026	313,01	269,24
	2030	298,89	257,08
	2035	297,39	255,80
г. Курильск			
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,2488	
	2023	200,2488	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,05	
	2023	200,33	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	183,63	
	2023	183,63	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	166,63	
	2023	165,05	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	150,76	
	2023	149,33	
	2024		

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	167,54	
	2023	167,54	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,35	
	2023	200,35	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	165,36	
	2023	165,36	
	2024	165,36	
	2025	165,36	
	2026	165,36	
	2030	165,36	
Новая газовая котельная	2022		
	2023		
	2024	148,35	
	2025	148,35	
	2026	148,35	
	2030	148,35	
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»			
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2022		376,09
	2023		376,09
	2024		322,36
	2025		346,00
	2026		354,34
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Горячий Ключ»			
ДЭС с. Горячий Ключ (ЖКС № 6 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)	2022		326,61
	2023		329,24
	2024		326,12
	2025		297,47
	2026		304,14
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Буревестник»			
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2022		892,33
	2023		892,33
	2024		н/д
	2025		н/д

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
	2026		н/д
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Горное»			
ДЭС «Горное-1; -2» (МУП «Жилкомсервис»)	2022		671,54
	2023		671,54
	2024		671,54
	2025		671,54
	2026		671,54
	2030		671,54
	2035		671,54

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2026												
2030	2030												
	2035												
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	222,85							289,05	222,85			
	2023	223,16							289,45	223,16			
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	28,83					20	28,83					
	2023	28,83					20	28,83					
	2024												
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	15,83					11	15,83					
	2023	15,68					11	15,68					
	2024												
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022						69	100,69					

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1 Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2023						69	100,69					
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	15,83					11	15,83					
	2023	15,68					11	15,68					
	2024												
2025													
2026													
2030													
2035													
2022							217,5	167,69					
2023							217,5	167,69					
2024													
2025													
2026													
2030													
2035													
2022	16,64						11,48	16,64					
2023	16,64						11,48	16,64					
2024	16,64						11,48	16,64					
2025	16,64						11,48	16,64					
2026	16,64						11,48	16,64					
2030	16,64						11,48	16,64					
2035	16,64						11,48	16,64					
2022													
2023													

Новая газовая котельная

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2035												
Энергорайон «Горное»													
ДЭС «Горное-1, -2» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	2875,75					1983,28	2875,75					
	2023	2890,13					1993,19	2890,13					
	2024	3100,22					2138,08	3100,22					
	2025	3115,72					2148,77	3115,72					
	2026	3131,30					2159,52	3131,30					
	2030	3150,91					2173,04	3150,91					
	2035	3229,68					2227,37	3229,68					
	2022	22 098,26	0,00	0,00			13 885,93	19 987,11	3 086,35	2 379,53			
	2023	22 463,83	0,00	0,00			14 138,02	20 352,37	3 086,75	2 379,84			
	2024	20 782,04	2 495,00	3 917,15			11 630,96	16 864,89					
2025	23 172,31	9 757,77	15 326,66			5 410,79	7 845,65						
2026	23 843,67	9 757,77	15 232,15			5 938,98	8 611,52						
2030	26 559,50	9 757,77	23 391,95			2 184,52	3 167,55						
2035	28 254,47	10 202,90	25 008,15			2 238,85	3 246,32						
Суммарные показатели расхода топлива по источникам генерации о. Итуруп													

Таблица 3.4.1.6.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии (оптимистический вариант развития без учета объединения энергорайонов)

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Рейдово			
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	277,24	238,47
	2023	271,84	233,82
	2024	316,57	272,30
	2025	221,12	190,20
	2026	220,67	189,81
	2030	215,47	185,33
	2035	208,26	179,13
с. Китовое			
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	326,55	280,88
	2023	320,37	275,57
	2024	210,51	181,07
	2025	327,96	282,09
	2026	326,89	281,17
	2030	624,51	537,17
	2035	642,64	552,76
г. Курильск			
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,2488	
	2023	200,2488	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,05	
	2023	200,33	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	183,63	
	2023	183,63	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	166,63	
	2023	165,05	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
	2022	150,76	

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2023	149,33	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	167,54	
	2023	167,54	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,35	
	2023	200,35	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	165,36	
	2023	165,36	
	2024	165,36	
	2025	165,36	
	2026	165,36	
	2030	165,36	
Новая газовая котельная	2022		
	2023		
	2024	148,35	
	2025	148,35	
	2026	148,35	
	2030	148,35	
2035	152,45		
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»			
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2022		376,09
	2023		376,09
	2024		322,36
	2025		346,00
	2026		354,34
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Горячий Ключ»			
ДЭС с. Горячий Ключ (ЖКС № 6 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)	2022		326,61
	2023		329,24
	2024		326,12
	2025		297,47
	2026		304,14
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Буревестник»			
ДЭС с. Буревестник	2022		н/д

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
<i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2023		892,33
	2024		892,33
	2025		н/д
	2026		н/д
	2030		н/д
	2035		н/д
Энергорайон «Горное»			
ДЭС «Горное-1; -2» <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2022		671,54
	2023		671,54
	2024		671,54
	2025		671,54
	2026		671,54
	2030		671,54
	2035		671,54

После перевода ДЭС с. Рейдово и с. Китовый на СПГ эффективность данных источников увеличится.

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2030	2047,28	1304	2047,28									
	2035	2103,8	1340	2103,8									
	Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»												
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2022	451,30					311,24	451,30					
	2023	451,30					311,24	451,30					
	2024	451,30					311,24	451,30					
	2025	519,00					357,93	519,00					
	2026	566,95					391,00	566,95					
	2030												
2035													
Энергорайон «Горячий Ключ»													
ДЭС с. Горячий Ключ (ЖКС № 6 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО)	2022	3 494,77					2 410,19	3 494,77					
	2023	3 720,42					2 565,81	3 720,42					
	2024	3 946,07					2 721,43	3 946,07					
	2025	4 194,29					2 892,61	4 194,29					
	2026	4 896,63					3 376,98	4 896,63					
	2030												
2035													
Энергорайон «Буревестник»													
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2022	267,70					184,62	267,70					
	2023	267,70					184,62	267,70					
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
2035													
Энергорайон «Горное»													
ДЭС «Горное-1, -2» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	2875,75					1983,28	2875,75					
	2023	2890,13					1993,19	2890,13					
	2024	3100,22					2138,08	3100,22					

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2025	3115,72					2148,77	3115,72					
	2026	3131,30					2159,52	3131,30					
	2030	3150,91					2173,04	3150,91					
	2035	3229,68					2227,37	3229,68					
	2022	22 098,26	0	0			13 885,93	19 987,11	3 086,35	2 379,53			
	2023	22 463,83	0	0			14 138,02	20 352,37	3 086,75	2 379,84			
	2024	25 021,02	11 150,83	17 506,79			5 182,23	7 514,23					
	2025	23 178,59	9 766,21	15 332,94			5 410,79	7 845,65					
	2026	23 849,94	9 706,01	15 238,43			5 938,98	8 611,52					
2030	26 565,78	14 903,34	23 398,23			2 184,52	3 167,55						
2035	28 317,27	15 968,76	25 070,95			2 238,85	3 246,32						
Суммарные показатели расхода топлива по источникам генерации о. Итуруп													

В перспективе, все угольные источники планируются к замещению источниками комбинированной выработки. Источники ДЭС с. Рейдово и ДЭС с. Китовый с 2025 года планируются к переводу на СПГ. После 2024 года основными видами топлива для остова Итуруп станут дизельное топливо и сжиженный природный газ. А к 2030 году основным видом топлива станет СПГ.

Таблица 3.4.1.8.

**Удельные перспективные расходы топлива на выработку
электрической и тепловой энергии (оптимистический вариант развития с
учетом объединения энергорайонов)**

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Рейдово			
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	238,47	277,24
	2023	233,82	271,84
	2024	284,23	330,45
	2025	319,92	275,18
	2026	319,11	274,48
	2030	310,97	267,48
	2035	303,94	261,43
с. Китовое			
ДЭС с. Китовое (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2022	280,88	326,55
	2023	275,57	320,37
	2024	252,16	293,16
	2025	327,96	282,09
	2026	326,89	281,17
	2030	342,96	295
	2035	344,83	296,6
г. Курильск			
«Внутриквартальная котельная» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,2488	
	2023	200,2488	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Котельная «Администрация» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,05	
	2023	200,33	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «МУП» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	183,63	
	2023	183,63	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Красный маяк» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	166,63	
	2023	165,05	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
	2022	150,76	

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
Бойлер «РОВД» (МУП «Жилкомсервис»)	2023	149,33	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Бойлер «Школа» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	167,54	
	2023	167,54	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Котельная «Баня» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	200,35	
	2023	200,35	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
Бойлер «Детский сад» (МУП «Жилкомсервис»)	2022	165,36	
	2023	165,36	
	2024	165,36	
	2025	165,36	
	2026	165,36	
	2030	165,36	
Новая газовая котельная	2022		
	2023		
	2024	148,35	
	2025	148,35	
	2026	148,35	
	2030	148,35	
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	2022		376,09
	2023		376,09
	2024		322,36
	2025		346,00
	2026		354,34
	2030		н/д
Энергорайон «Горячий Ключ»	2022		326,61
	2023		329,24
	2024		326,12
	2025		297,47
	2026		304,14
	2030		н/д
Энергорайон «Буревестник»	2022		892,33
	2023		
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
ДЭС с. Буревестник	2022		892,33

Наименование источника электрической и тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
<i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2023		892,33
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Энергорайон «Горное»			
ДЭС «Горное-1; -2» <i>(МУП «Жилкомсервис»)</i>	2022		671,54
	2023		671,54
	2024		671,54
	2025		671,54
	2026		671,54
	2030		671,54
	2035		671,54

После перевода ДЭС с. Рейдово и с. Китовый на СПП эффективность данных источников увеличится

3.4.2. Состав существующих топливных складов, логистика (доставка) и хранение различных видов топлива.

Хранилища дизельного топлива

Дизельное топливо является основным видом топлива для всех электрогенерирующих станций и для большей части источников тепловой энергии. Хранение основного запаса дизельного топлива (ДТ), потребляемого источниками тепло- и электроснабжения ООО «ДальЭнергоИнвест» и МУП «Жилкомсервис», осуществляется на централизованном складе ГСМ. Расположение склада ГСМ показано на рисунке 8.4. Централизованный Склад ГСМ находится в эксплуатации ООО «Курильская топливная компания».

Общая вместимость централизованного склада ГСМ составляет:

- ДТ – 6 ёмкостей по 1000 м³;
- Авиационный керосин – 1 ёмкость 1000 м³;
- Бензин – 2 ёмкости по 500 м³.

Резервуары для хранения топлива размещаются отдельными группами на территории склада. В первой группе устанавливаются вертикальные стальные резервуары РВС-1000 со стационарной крышей для хранения дизельного топлива используются. Во второй группе устанавливаются два вертикальных стальных резервуара типа РВС-500 со стационарной крышей и понтонами для хранения неэтилированного бензина установлены. Хранение авиационного керосина осуществляется в стальном резервуаре РВС-1000 со стационарной крышей, оборудованном устройством ПУВ для верхнего забора топлива.

Для сбора проливов, протечек и дренажей предусматриваются горизонтальные подземные стальные резервуары марки РГСп емкостью 5 м³, 10 м³ и 50 м³.

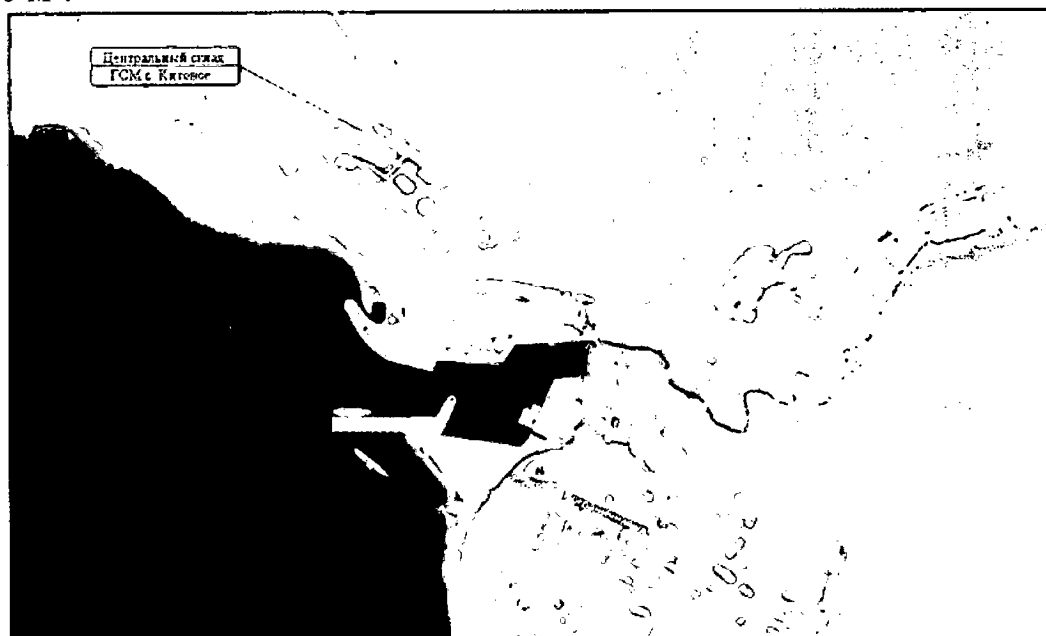


Рисунок 3.4.2.1. Схема расположения склада ГСМ о. Итуруп

Учёт перекачиваемых нефтепродуктов с танкера в резервуары хранения осуществляется при помощи расходомеров, устанавливаемых на отдельной площадке.

Для обеспечения необходимых операций по приёму и отпуску нефтепродуктов на складе расположены наружные и внутриплощадочные технологические трубопроводы:

- наружные трубопроводы от пирса до склада ГСМ для приёма дизельного топлива, авиационного керосина и неэтилированного бензина с наливных судов;

- наружный трубопровод дизельного топлива от склада ГСМ до расходных ёмкостей дизельной электростанции с. Китовый;

- внутриплощадочные трубопроводы для оперативных переключений, налива топлива автоцистерн и заправки автомобильного транспорта.

Доставка ДТ до централизованного склада ГСМ осуществляется морским путем. Закупка ДТ осуществляется ООО «ДальЭнергоИнвест» через аукцион, с последующим заключением договоров поставки.

Завоз основного количества годовой потребности ДТ происходит в период декабрь - январь (около 60 %).

МУП «Жилкомсервис» располагает так же:

- складом ГСМ «Промбаза», расположенный на территории Автотранспортного участка по адресу г. Курильск, ул. Евдокимова. Основные параметры склада ГСМ «Промбаза»: ДТ – 2 ёмкости: 25 м³, 10 м³ (сталь), расходная колонка 1 шт.

- складом ГСМ ДЭС с. Буревестник, расположенный в с. Буревестник. Основные параметры склада ДЭС с. Буревестник: ДТ – 2 ёмкости по 50 м³, расходная колонка отсутствует.

Доставка ДТ до оперативных складов склад «Промбаза» и склад ДЭС с. Буревестник осуществляется собственным транспортом МУП «Жилкомсервис».

ООО «ДальЭнергоИнвест» располагает так же:

- Складом ДТ – 5 горизонтальных ёмкостей по 100 м³;

- Складом ДТ – 5 ёмкостей.

Доставка ДТ до склада ДЭС с. Рейдово осуществляется собственным автотранспортом; доставка ДТ до склада ДЭС с. Китовое осуществляется по трубопроводу от централизованного склада ГС.

Хранение газа

Склады сжиженного газа на о. Итуруп отсутствуют.

Итоговые данные по количеству топливных складов на о. Итуруп представлены в таблице 3.4.2.1.

Таблица 3.4.2.1.

Основные топливные склады о. Итуруп

Наименование источника (склада)	Вид топлива хранящийся на складе	Количество ёмкостей / резервуаров хранения	Объёмы хранения		Существующий резерв/дефицит объёмов, куб.м/тонн	Текущее состояние (в эксплуатации и/в резерве/в аварийном состоянии/др.)
			Единицы измерения	Количество		
Централизованный склад ГСМ о. Итуруп	Дизельное топливо	6	м ³	1000	ж/д	В эксплуатации
	Авиационный керосин	1	м ³	1000		В эксплуатации
	Бензин	2	м ³	500		В эксплуатации
Склад ГСМ «Промбаза», МУП «Жилкомсервис»	Дизельное топливо	2	м ³	25	ж/д	В эксплуатации
	Дизельное топливо	1	м ³	10		В эксплуатации
складом ГСМ ДЭС с.Буревестник МУП «Жилкомсервис»	Дизельное топливо	2	м ³	50	ж/д	В эксплуатации
Складом ДТ ООО «ДальЭнергоИнвест»	Дизельное топливо	5	м ³	1000		В эксплуатации

3.4.3. Характеристики морских портов, портпунктов о. Итуруп, в том числе, которые используются для доставки топлива.

Морской порт о. Итуруп имеет достаточную пропускную способность для обеспечения острова основными энергетическими ресурсами. Однако в порту отсутствуют системы приёма и хранения сжиженного газа, что препятствует доставке на остров самого экологичного и эффективного вида топлива, природного газа. Для стабильного развития энергетики на острове, в ближайшие 5 лет необходимо организовать терминал приёма и ёмкости для хранения СПГ. Основные характеристики порта приведены в таблице 3.4.3.1.

Таблица 3.4.3.1.

Основные технические характеристики Морского порта о. Итуруп

Площадь территории морского терминала, кв. км;	Морской терминал Курильск - 0,036
Месторасположение морского терминала	Сахалинская обл., Курильский р-н, с. Китовое, ул. Китовая, 27
Площадь акватории морского терминала, кв. км;	0,06
Количество причалов	8
Количество рейдовых перегрузочных комплексов	0
Длина причального фронта, м;	803,185
Пропускная способность грузовых терминалов всего, тыс. тонн в год;	
в том числе:	
• наливные, тыс. тонн в год;	10,00

• сухие, тыс. тонн в год;	65,37
• контейнеры, тыс. TEU в год;	2,47
Максимальные габариты судов, заходящих в морской терминал	
• осадка	5,5 м
• длина	124,3 м
• ширина	15,8 м
Площадь крытых складов, тыс. кв. м;	0
Площадь открытых складов, тыс. кв. м;	3,49
Морские вокзалы, кв. м.	892,00
Пропускная способность пассажирского морского вокзала (пассажиры в год).	3 000
Емкости резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Максимально используемая объем емкостей резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Период навигации	круглогодичный

4. ОСТРОВ КУНАШИР

4.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА КУНАШИР

4.1.1. Общая характеристика энергорайона о. Кунашир. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям

«Южно-Курильский энергорайон»

Данный энергорайон расположен в центральной части о. Кунашир, а именно на территории п.г.т. Южно-Курильск, с. Отрадное, с. Горячий пляж, с. Менделеево муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС «Южно-Курильская» и «Менделеевская ГеоТЭС». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии с 01 октября 2020 года выполняет АО «Мобильные ГТЭС» (до 30.09.2020 г. – ЗАО «Энергия Южно-Курильская»). Кроме данной территории, энергорайону принадлежит территория с. Лагунное, входящая в зону ответственности федерального государственного бюджетного учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации. На данной территории функционирует ДЭС с. Лагунное.

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 (10) кВ. Электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск осуществляется по ВЛ-35 кВ.

Энергорайон «Головнино»

Данный энергорайон расположен в южной части о. Кунашир, а именно на территории с. Дубовое, с. Головнино муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ВДЭС «Головнино». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии с 01 октября 2020 года выполняет АО «Мобильные ГТЭС» (до 30.09.2020 г. – ООО «ДальЭнергоИнвест»).

Передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 кВ.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Численный состав предприятий электроэнергетики за период 2017 – 2021 годы с разбивкой по группам персонала приведен в таблице 4.1.1.1.

Таблица 4.1.1.1.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир»							

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
2020	50	12	11	2	25	1	51
2021	59	20	14	2	23	1	60
ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВВ (о. Кунашир)							
2019	21	1	6		14		21
2020	21	1	6		14		21
2021	21	1	6		14		21

4.1.2. Структура и состав установленной мощности

Установленная мощность электростанций, находящихся на территории о. Кунашир, на 31 декабря 2021 года составила 24,81 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 4.1.2.1 и на рисунке 4.1.2.1.

Таблица 4.1.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации по состоянию на 31.12.2021

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
ИТОГО:		24,81	23,1
«Южно-Курильский энергорайон»		23,125	23,1
ДЭС «Южно-Курильская»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	13,835	-
«Менделеевская ГеоТЭС»	До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»	7,4	23,1
ДЭС с. Лагунное	ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации	1,89	-
Энергорайон «Головнино»		1,685	-
ВДЭС «Головнино»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	1,685	-

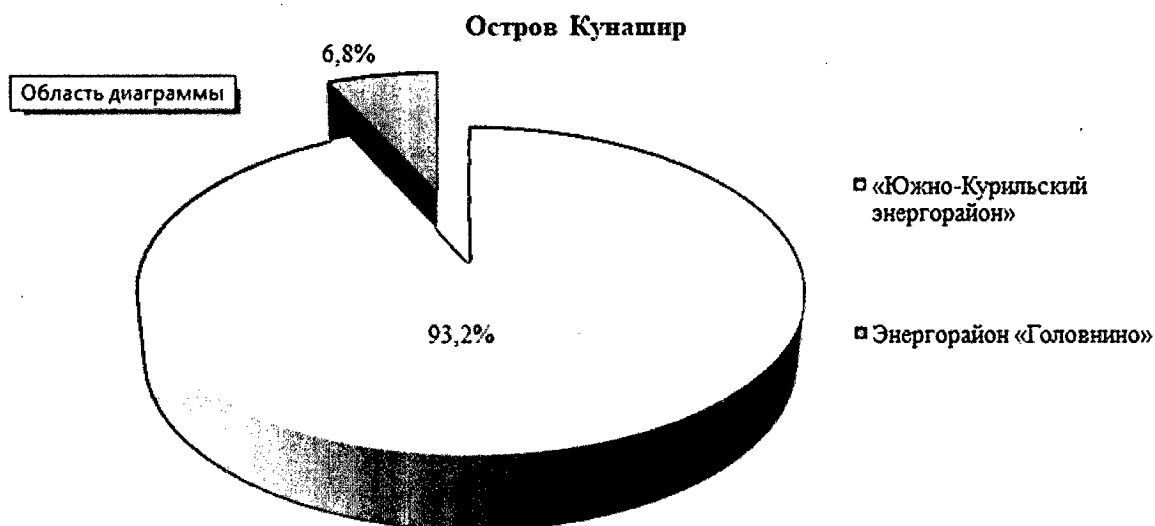


Рисунок 4.1.2.1. Структура установленных мощностей электростанций о. Кунашир с разбивкой по энергорайонам по состоянию на 31.12.2021

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2021 г.

В течение 2021 г. изменений установленной мощности станций не было.

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории о. Кунашир функционируют следующие организации, занимающиеся производством электроэнергии:

- АО «Мобильные ГТЭС»;
- ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации.

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям приведена в таблице 4.1.2.2.

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2021

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу)						
ДЭС с. Лагунное	1	АСДА-315-Т/400	2006	Дизельное топливо	с. Лагунное	0,315
	2	АСДА-315-Т/400	1998			0,315
	3	АСДА-315-Т/400	2001			0,315
	4	АСДА-315-Т/400	2008			0,315
	5	АСДА-315-Т/400	1986			0,315
	6	АСДА-315-Т/400	1986			0,315
ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир»						
ДЭС «Южно-Курильская»	1	8DK-20 Daihatsu	н/д	Дизельное топливо	п.г.т. Южно-Курильск	0,86
	2	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	3	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	4	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	5	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	6	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	7	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	8	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	9	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	10	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	11	Cummins	2020			1,0
	12	Cummins	2020			1,0
	13	Cummins	2020			1,0
	14	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	15	АД 510С-Т400	н/д			0,51
	16	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	17	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	18	CAT C15	н/д			0,365
	19	CAT 6ЕР 450-3	н/д			0,36

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
	20	АД 510С-Т400	н/д			0,51
	21	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	22	АД 510С-Т400	н/д			0,51
«Менделеевская ГеоТЭС» ²⁶	1	ОРМАТ	2019	Парогидротермы	с. Горячий Пляж	7,4
	2	Caterpillar 3512В ²⁷	н/д	Дизельное топливо		1,1
ВДЭС «Головнино»	1	Vestas V-27	н/д	Энергия ветра	с. Головнино	0,225
	2	Vestas V-27	н/д			0,225
	1	Cummins QSB7-G4	н/д	Дизельное топливо		0,145
	2	Cummins QSB7-G4	н/д			0,145
	3	Cummins QSB7-G4	н/д			0,145
	4	Caterpillar C32	н/д			0,800

²⁶ До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»
²⁷ Резервный дизель-генератор

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе возобновляющих источниках энергии
(ВИЭ) на территории о. Кунашир**

В рассматриваемом отчётном периоде 2017 – 2021 г.г. на территории о. Кунашир функционировали следующие источники электрической энергии на основе ВИЭ:

- ВЭУ на ВДЭС «Головнино»;
- «Менделеевская ГеоТЭС».

ВДЭС «Головнино» расположена в 1,4 км к северу от с. Головнино. На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V-27, установленные в 2016 г. Номинальная мощность установок составляет 2х0,225 МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 1,73 МВт.

Геотермальная электростанция «Менделеевская ГеоТЭС» использует пароводяную смесь участка «Нижне-Менделеевский» месторождения «Горячий Пляж». Вырабатываемая электрическая энергия отпускается в электрическую сеть «Южно-Курильского энергорайона». Отработанная пароводяная смесь используется для теплоснабжения п.г.т. Южно-Курильск. На электростанции используется бинарная энергетическая установка (БЭУ) ORMAT номинальной электрической мощностью 7,4 МВт. Электростанция введена в эксплуатацию в 2019 г.

В таблице 4.1.2.3 приведены основные показатели работы перечисленных энергоустановок за отчетный период.

Таблица 4.1.2.3.

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе ВИЭ**

Наим-е энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Выработка электрической энергии, млн. кВт*ч					Экономия топлива, т. у. т.				
		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
ВДЭС «Головнино»											
ВЭУ Vestas V-27	2х225	0,109	0,111	0,097	0,101	2,735	26,5	27,5	25,8	26,2	659,7
«Менделеевская ГеоТЭС»											
БЭУ ORMAT	7400	-	-	4,548	10,149	2,972	-	-	1644,2	3399,4	1071,3

Оценка надёжности функционирования объектов генерации

По информации АО «Мобильные ГТЭС», полученной письмом № МГТЭС/01.00/1232 от 21.10.2021, на ДЭС «Южно-Курильская», ВДЭС «Головнино», «Менделеевская ГеоТЭС» в период 2020 - 2021 г.г. аварий не происходило. Информация за период 2017 - 2019 г.г. отсутствует.

Следует отметить, что в настоящий момент рабочая мощность «Менделеевской ГеоТЭС» составляет порядка 1,7 МВт, что значительно ниже установленной, равной 7,4 МВт. По проекту, разработанному

ЗАО «Северо-Западная инжиниринговая корпорация», работа «Менделеевской ГеоТЭС» предусматривалась на четырех скважинах с перспективой ввода в эксплуатацию пятой. Фактически на сегодняшний день без значительных отклонений от паспортных параметров работает только одна скважина. Количество пара в пароводяной смеси (ПВС) на выходе из скважины составляет 20 % (80 % – вода). Температура ПВС на выходе из скважины составляет порядка 140 – 160 °С.

Информация о количестве аварий и инцидентов на ДЭС «Лагунная», полученная письмом ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021, приведена в таблице 4.1.2.4.

Таблица 4.1.2.4.

Аварийность объектов генерации

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу)						
ДЭС с.Лагунное	Количество аварий, шт.	0	0	2	1	1
	Причины	-	-	Вышел из строя ДГА	Сгорел генератор	Произошло возгорание генератора
АО «Мобильные ГТЭС»						
ДЭС «Южно-Курильская»	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0	13
	Причины	-	-	-	-	технические – перегрев, отказ АСУ ТП,
«Менделеевская ГеоТЭС»	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0	6
	Причины	-	-	-	-	1 - удар молнии, включение защиты БЭУ по снижению напряжения СН; 2 - повреждение ВЛ-10 кВ, включение защиты БЭУ по снижению напряжения СН; 1 – снижение параметров геотермального источника, включение защиты БЭУ по снижению оборотов ТГ «Turbines Low Speed»; 1 – включение

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
						дуговой защиты КРУ-10 кВ, включение защиты БЭУ по снижению напряжения СН; 1 – разгрузка ДЭС, включение защиты БЭУ по снижению напряжения СН.
ВДЭС «Головнино»	Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0	18
	Причины	-	-	-	-	включение защиты «Повреждение сети»

Системы автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях

Информация о наличии / отсутствии систем автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях приведена в таблице 4.1.2.5.

Таблица 4.1.2.5.

Наличие систем автоматизации и учёта

Наименование электростанции	Объект учета	Наличие приборов учета	Наличие автоматизированной системы учета	Особенности
ДЭС с. Лагунное	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
ДЭС «Южно-Курильская»	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
«Менделеевская ГеоТЭС»	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	-	-	-
ВДЭС «Головнино»	Потребление топлива	есть	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	нет	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		

Таким образом, можно сделать вывод о том, что на всех генерирующих объектах о. Кунашир установлены приборы учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой (при наличии) энергии, но при этом отсутствует автоматизированная система учёта.

4.1.3. Характеристики электросетевого хозяйства «Южно-Курильский энергорайон»

В «Южно-Курильском энергорайоне» по единственной ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская») осуществляется электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск, в котором располагается основной энергоисточник – ДЭС «Южно-Курильская».

Центрами питания 35 кВ «Южно-Курильского энергорайона» являются подстанции ПС «Южно-Курильская» (РП-3) и ПС «Менделеевская» (РП-5) и ТП-35 кВ «Водовод I подъёма». На ПС «Менделеевская» осуществляется выдача мощности «Менделеевской ГеоТЭС».

Следует отметить, что в феврале 2015 года после прохождения снежного циклона сопровождавшегося ураганным ветром и мокрым снегом, ВЛ-35 кВ получила серьёзные повреждения (обрыв провода, разрушение опор). В ноябре 2015 года на указанной ВЛ-35 кВ была проведена замена 26-ти из 107-ми опор, повреждёнными прошедшим циклоном и имеющих коррозионные повреждения, из-за близости морского побережья. В соответствии с актом осмотра ВЛ, производимому в рамках приёма-передачи объекта при переходе в зону эксплуатационной ответственности АО «Мобильные ГТЭС» (Приложение № 1 к Акту приёма-передачи № 77 к договору передачи в безвозмездное пользование муниципального имущества № 13/2020 от 25.08.2020 г.) было установлено наличие значительных коррозионных разрушений элементов опор (поясов, раскосов) с уменьшением поперечного сечения элементов более 20 % и сделан вывод о необходимости принятия решения о замене опор после проведения технического освидетельствования.

Электрические сети в районе с. Менделеево выполнены на напряжении 0,4 - 10 кВ, остальные сети на напряжении 0,4 - 6 кВ.

Энергорайон «Головнино»

Сети энергорайона выполнены на напряжении 0,4 - 6 кВ.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021 приведены в таблице 4.1.3.1.

Таблица 4.1.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству о. Кунашир

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
«Южно-Курильский энергорайон»				
1	35 кВ	12,26	3	22,92 ²⁸
2	6 (10) кВ	75,732	65	36,65
3	0,22 - 0,4 кВ	72,238	-	-
в т. ч. АО «Мобильные ГТЭС»				
4	35 кВ	12,26	3	22,92
5	6 (10) кВ	74,397	61	34,36
6	0,22 - 0,4 кВ	55,738	-	-
в т. ч. ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО				
7	6 (10) кВ	1,335	4	2,29
8	0,22 - 0,4 кВ	16,50	-	-
Энергорайон «Головнино»				
9	6 (10) кВ	5,0	4	2,02
10	0,22 - 0,4 кВ	3,861	-	-

По информации эксплуатирующей организации АО «Мобильные ГТЭС» (письмо № МГТЭС/01.00/1232 от 21.10.2021) часть объектов электросетевого хозяйства является «ветхими», а именно:

- 3,24 км ЛЭП напряжением 6 (10) кВ, что составляет 4,36 % от общей протяженности ЛЭП данного класса.

По информации эксплуатирующей организации ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу) (письмо № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021) часть объектов электросетевого хозяйства является «ветхими», а именно:

- 8,925 км ЛЭП напряжением 0,4 кВ, что составляет 54,09 % от общей протяженности ЛЭП данного класса.

Оценка надёжности функционирования объектов электросетевого хозяйства

Информация о количестве аварий и инцидентов с указанием основных причин приведена в таблице 4.1.3.2 на основании данных, полученных от собственников:

- АО «Мобильные ГТЭС» (письмо № МГТЭС/01.00/1232 от 21.10.2021);
- ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО (письмо № 370/ЖКС/6/152813 от 02.11.2021).

На основании полученной информации можно выделить наиболее встречающиеся причины повреждения, а именно:

- 1) воздействие природных факторов (ветровые нагрузки и падение деревьев);

²⁸ Учтены трансформаторы 10/6 кВ и 6/0,4 кВ, установленные на подстанциях

2) воздействие спецтехники сторонних организаций.

Аварийность объектов электросетевого хозяйства

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Класс напряжения	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
				Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0
«Южно-Курльский энергорайон»	АО «Мобильные ГТЭС»	35 кВ	Причины	-	-	-	-	-
			Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0	
		6 (10) кВ	Причины	-	-	-	-	10
			Количество аварий, шт.	н/д	н/д	н/д	0	Воздействие ветровой нагрузки, падение деревьев на ЛЭП, природные явления
		0,22-0,4 кВ	Причины	н/д	н/д	н/д	1	29
			Количество аварий, шт.	-	-	-	Воздействие ветровой нагрузки, воздействие спецтехники сторонних организаций	Воздействие ветровой нагрузки, воздействие спецтехники сторонних организаций, природные явления
		6 (10) кВ	Причины	н/д	н/д	н/д	0	0
			Количество аварий, шт.	-	-	-	-	-
		0,22 - 0,4 кВ	Причины	н/д	н/д	н/д	2	1
			Количество аварий, шт.	-	-	-	Короткое замыкание	Обрыв кабеля при земляных работах
6 (10) кВ	Причины	н/д	н/д	н/д	0	2		
	Количество аварий, шт.	-	-	-	-	-		
0,22 - 0,4 кВ	Причины	н/д	н/д	н/д	0	4		
	Количество аварий, шт.	-	-	-	Природные явления	Воздействие спецтехники сторонних организаций, природные явления		

4.1.4. Потребление и выработка электроэнергии

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблицах 4.1.4.1 - 4.1.4.2.

«Южно-Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 4.1.4.1.

Таблица 4.1.4.1.

«Баланс электрической энергии «Южно-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
<i>район п.г.т. Южно-Курильск</i>					
Выработка электрической энергии ЭС	31,14	34,14	35,47	40,18	39,48
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	31,14	34,14	30,92	32,07	36,51
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	0	0	4,55	8,11	2,97
Собственные нужды ЭС	1,08	1,337	2,131	3,316	1,87
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	1,08	1,337	1,801	2,726	1,16
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	0	0	0,33	0,59	0,71
Хозяйственные нужды ЭС	0,31	0,39	0,3	0,07	0,06
Потери электроэнергии в электрических сетях	4,74	4,013	2,759	3,774	5,24
Полезный отпуск электроэнергии	25,32	28,79	30,58	33,09	32,31
<i>- промышленные потребители (рыбная промышленность)</i>	5,28	6,55	7,21	7,41	6,48
<i>- сельское хозяйство</i>	0	0	0	0	0,00
<i>- население</i>	10,75	11,58	11,44	12,16	12,03
<i>- прочие</i>	9,29	10,66	11,93	13,52	2,05
<i>район с. Лагунное</i>					
Выработка электрической энергии (ДЭС с. Лагунная)	н/д	3,39	3,31	2,80	2,301
Собственные нужды ЭС	н/д	0,027	0,027	0,027	0,027
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,961	0,408	0,035	0,415
Полезный отпуск электроэнергии Лагунное	н/д	2,402	2,875	2,738	1,859
<i>- население</i>	н/д	0,498	0,660	0,598	0,061
<i>- прочие</i>	н/д	1,904	2,215	2,140	1,798

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях АО «Мобильные ГТЭС» на территории «Южно-Курильского энергорайона» в период 2020 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 4,74 млн. кВт*ч, что составляет 15,2 % от отпуска в сеть

- 2018 г. – 4,013 млн. кВт*ч (снижение на 15,3 % относительно 2017 г.), что составляет 11,8 % от отпуска в сеть;
- 2019 г. – 2,759 млн. кВт*ч (снижение на 31,2 % относительно 2018 г.), что составляет 7,8 % от отпуска в сеть;
- 2020 г. – 3,774 млн. кВт*ч (рост на 36,8 % относительно 2019 г.), что составляет 9,4 % от отпуска в сеть;
- 2021 г. – 5,24 млн. кВт*ч (рост на 38,8 % относительно 2020 г.), что составляет 13,3 % от отпуска в сеть.

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях ФГБУ «ЦЖКУ» Министерство обороны Российской Федерации (по Восточному военному округу) на территории с. Лагунное в период 2019 - 2021 г.г. составила:

- 2018 г. – 0,961 млн. кВт*ч, что составляет 28,3 % от отпуска в сеть;
- 2019 г. – 0,408 млн. кВт*ч, что составляет 12,3 % от отпуска в сеть;
- 2020 г. – 0,035 млн. кВт*ч, что составляет 1,3 % от отпуска в сеть;
- 2021 г. – 0,415 млн. кВт*ч, что составляет 18 % от отпуска в сеть.

Энергорайон «Головнино»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 4.1.4.2.

Таблица 4.1.4.2.

Баланс электрической энергии энергорайона «Головнино» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,77	1,85	2,08	1,83	2,735
Собственные нужды ЭС	0,13	0,12	0,22	0,19	0,132
Хозяйственные нужды ЭС	0,10	0,10	0,08	0,06	0,108
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,20	0,22	0,28	0,21	0,194
Полезный отпуск электроэнергии	1,33	1,40	1,50	1,37	2,301
- промышленные потребители (рыбная промышленность)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,273
- сельское хозяйство	0	0	0	0	-
- население)	0,72	0,78	0,83	0,64	0,838
- прочие	0,61	0,62	0,67	0,73	0,313

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях на территории энергорайона «Головнино» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 0,2 млн. кВт*ч, что составляет 11,3 % от выработки электрической энергии;

- 2018 г. – 0,22 млн. кВт*ч (рост на 10 % относительно 2017 г.), что составляет 11,9 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 0,28 млн. кВт*ч (рост на 27,3 % относительно 2018 г.), что составляет 13,5 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 0,21 млн. кВт*ч (снижение на 25 % относительно 2019 г.), что составляет 11,5 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 0,194 млн. кВт*ч (снижение на 7,6 % относительно 2020 г.), что составляет 7,1 % от отпуска в сеть.

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории о. Кунашир в период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 4.1.4.3.

Таблица 4.1.4.3.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории о. Кунашир в период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	11,47	12,858	12,93	13,398	12,929
Население, тыс. чел.	7,91	8,16	8,31	8,36	8,45
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1 450	1 576	1 556	1 603	1 530

Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупнейшим предприятием, расположенными на территории о. Кунашир, является:

ООО ПКФ «Южно-Курильский Рыбокомбинат» – является одним из крупнейших рыбодобывающих предприятий о. Кунашир и одним из крупнейших в России добытчиков морского серого ежа. В состав производственного центра предприятия входят: береговой перерабатывающий комплекс мощностью 200 тонн готовой продукции в сутки, холодильный комплекс на 1200 тонн, контейнерный терминал и отдельный причал.

Перечень потребителей электрической энергии, с объёмом потребления электрической энергии от 1,0 млн. кВт*ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2017 – 2021 г.г. приведен в таблице 4.1.4.4.

Таблица 4.1.4.4.

**Годовой объём потребления электроэнергии крупными потребителями
за период 2017 - 2021 г.г.**

№	Наименование потребителя	Годовой объём потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
Энергорайон «Южно-Курильский»						
1	ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат»	2,73	3,06	3,21	1,552	4,837

4.1.5. Балансы электрической мощности

Балансы электрической мощности энергорайонов о. Кунашир за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблицах 4.1.5.1 - 4.1.5.2.

«Южно-Курильский энергорайон»

Таблица 4.1.5.1.

**Баланс электрической мощности «Южно-Курильского энергорайона»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	11,76	13,643	22,62	23,125	23,125
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	9,87	11,753 ²⁹	13,33	13,835	13,835
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	0	0	7,40	7,40	7,40
<i>ДЭС с. Лагунное</i>	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Располагаемая мощность станций, МВт	7,93	8,79	10,16	9,61	11,31
<i>в т.ч.:</i>					
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	6,04	6,90	8,27	7,72	7,72
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	0	0	0	0	1,7
<i>ДЭС с. Лагунное</i>	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Максимум потребления, МВт	5,65	6,05	6,33	7,69	7,96
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	2,28	2,74	3,83	1,92	1,65
Число часов использования максимума мощности; час/год	5512	6203	6126	3689	4960

Энергорайон «Головнино»

Таблица 4.1.5.2

**Баланс электрической мощности энергорайона «Головнино»
за период 2017 - 2021 г.г.**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций,	2,245	2,245	2,245	1,685	1,685

²⁹ С учетом резервного ДГ САТ3512В мощностью 1088 кВт на Менделеевской ГеоТЭС

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
МВт					
Располагаемая мощность станций, МВт	1,795	1,795	1,795	0,85	0,85
Максимум потребления, МВт	0,41	0,43	0,48	0,56	0,63
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	1,385	1,365	1,315	0,29	0,22
Число часов использования максимума мощности; час/год	4317	4302	4333	3268	4341

Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки по энергорайонам о. Кунашир за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведена в таблицах 4.1.5.3 - 4.1.5.4.

«Южно-Курильский энергорайон»

Таблица 4.1.5.3.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Южно-Курильского энергорайона» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017-2019 гг. – нет данных												
2020 г.												
Мин.	3,6	3,74	3,7	3,1	2,93	2,13	1,32	1,8	1,79	3,12	3,7	3,8
Макс.	7,692	7,406	6,998	7,194	7,241	5,994	5,712	4,628	5,379	5,483	6,002	6,200
2021 г.												
Мин.	4,1	3,9	3,8	3,2	3,2	2,9	2,8	3,76	1,92	2,07	3,2	3,3
Макс.	7,06	6,94	6,68	6,07	5,33	5,2	5,3	6,65	7,96	7,21	6,04	6,37

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2020 г. приходился на январь, а минимум – на июль.

В 2021 г. минимум и максимум нагрузки был зафиксирован в сентябре, что является нехарактерным распределением нагрузки.

Энергорайон «Головнино»

Таблица 4.1.5.4.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Головнино» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2018 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2019 г.												
Мин.	0,205	0,215	0,19	0,15	0,14	0,11	0,115	0,1	0,11	0,12	0,145	0,075
Макс.	0,48	0,38	0,35	0,33	0,312	0,285	0,255	0,255	0,27	0,27	0,35	0,38
2020 г.												
Мин.	0,23	0,25	0,23	0,195	0,084	0,03	0,08	0,105	0,105	0,14	0,16	0,2
Макс.	0,47	0,42	0,445	0,35	0,34	0,305	0,28	0,3	0,32	0,38	0,48	0,56
2021 г.												
Мин.	0,16	0,34	0,28	0,25	0,21	0,15	0,16	0,11	0,15	0,16	0,09	0,105
Макс.	0,63	0,61	0,59	0,5	0,4	0,365	0,29	0,26	0,29	0,31	0,45	0,46

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2021 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь и январь), а минимум – на различные периоды (декабрь, июнь и ноябрь).

4.1.6. Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной региональной энергетической комиссии Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 4.1.6.1 представлена динамика утвержденных экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2017 - 2021 г.г., прогнозные значения на период до 2035 г. приведены в таблице 4.1.6.2.

Объём субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 годы приведен в таблице 4.1.6.3.

Таблица 4.1.6.1.

Утвержденный экономически обоснованный тариф на электрическую энергию

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
МО «Южно-Курильский городской округ»							
1	ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	руб./кВт*ч	16,08	16,50	21,82	21,05	-
2	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»	руб./ кВт*ч	-	-	-	22,26	31,04
3	ООО «ДальЭнергоИнвест»	руб./ кВт*ч	30,26	24,26	43,20	50,58	-
4	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	руб./ кВт*ч	-	12,71	17,33	18,22	14,02

Таблица 4.1.6.2.

**Прогноз экономически обоснованного тарифа
на электрическую энергию**

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год						
			2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
МО «Южно-Курильский городской округ»									
1	ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	руб./кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-
2	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»	руб./кВт*ч	32,38	33,67	35,02	36,42	37,88	44,31	53,91
3	ООО «ДальЭнергоИнвест»	руб./кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-
4	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	руб./кВт*ч	14,62	15,21	15,82	16,45	17,11	20,01	24,35

Таблица 4.1.6.3.

**Объём субсидий на сдерживание роста тарифа
за период 2017 – 2021 г.г.**

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
ЗАО «Энергия Южно-Курильская»		
2017 год	Областная субсидия*	219 514,0
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	71 920,7
2018 год	Областная субсидия*	148 018,1
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	201 465,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	-6 959,8
	Разница в цене на топливо*****	68 550,2
2019 год	Областная субсидия*	218 114,6
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	312 136,1
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	-4 908,5
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	154 233,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	227 134,4
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 года	-6 978,0
	Областная субсидия*	-
2021 год	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	-9 267,3
	Областная субсидия*	-
АО «Мобильные ГТЭС»		
2017 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПА «РусГидро»**	-
2018 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	-
	Разница в цене на топливо*****	-
2019 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	-
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	69 366,7
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	92 901,6

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
		Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 года
2021 год	Областная субсидия*	369 190,5
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	539 799,0
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	-2 914,6
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации³⁰		
2017 год	Областная субсидия*	-
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
2018 год	Областная субсидия*	25 918,5
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	-
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	-
	Разница в цене на топливо*****	-
2019 год	Областная субсидия*	49 539,5
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	19 724,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	-
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	22 660,9
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	5 023,1
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 года	13 071,7
2021 год	Областная субсидия*	21 127,4
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	3 371,9
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	-

* - субсидия в целях возмещения недополученных доходов получателя, возникающих в результате государственного регулирования тарифов в сфере электроэнергетики;

** - субсидия в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

*** - возмещение Получателю образованной величины превышения его фактических недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) над денежными средствами, перечисленными в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в соответствующем периоде регулирования – возмещение дефицита

**** - возврат излишне полученных средств субсидии по итогам возмещения недополученных доходов получателям субсидии, в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

***** - субсидия на возмещение недополученных доходов, связанных с экономически обоснованными расходами Получателя в текущем году, не учтенными при установлении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию в связи с отклонением фактической стоимости (цены) покупки топлива от учтенной при установлении тарифов для потребителей в сфере электроэнергетики, расположенных в отдаленных и труднодоступных местностях Сахалинской области.

³⁰ Суммарные значения для Южно-Курильского и Курильского городских округов

4.2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА КУНАШИР

4.2.1. Цели и задачи развития электроэнергетики о. Кунашир

Основной целью развития электроэнергетического комплекса является обеспечение бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных трудовых затратах.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов;

- строительство новых, реконструкция и модернизация существующих объектов генерации с использованием экологически чистых возобновляемых источников (энергия ветра, солнца, волн, геотермальная энергия - ВИЭ) и наиболее чистых углеводородных энергоносителей (сетевой природный газ, сжиженный природный газ), а также использующие принцип когенерации;

- применение технологических инноваций за счёт использования передовых технологий, в том числе максимально возможного улучшения экологических показателей (экологической чистоты) новых объектов генерации;

- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категорийности;

- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. В 2019 - 2025 г.г. предусмотрена работа по обследованию энергопотенциала о. Шикотан, о. Кунашир, о. Итуруп, о. Парамушир с проектированием электростанций и схемы выдачи мощности.

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов микросетей на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, термальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;

- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid, Microgrid) для мониторинга и учёта потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счет сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планировании и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- создание тестового полигона на территории Курильских островов для апробации и внедрения технологий в области распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии и новых видов топлива (газ, водород) для децентрализованных энергорайонов.

4.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

4.2.2.1. Консервативный вариант развития

Консервативный прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании выданных ранее технических условий. Сводная информация о выданных ТУ на ТП по годам с выделением перспективных потребителей мощностью 500 кВт и выше приведен в таблице 4.2.2.1.1.

Таблица 4.2.2.1.1.

Заявленная мощность перспективных потребителей на основании ТУ на ТП в период до 2035 г.

Энергорайон	Сетевая организация	Год ввода	Потребители	Заявленная мощность, кВт
«Южно-Курильский энергорайон»	АО «Мобильные ГТЭС», ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	2022 г.	Всего	3262,4
			В т.ч. ООО ПКФ "Ю-К Рыбокомбинат"	1000
		2023 г.	Всего	1091,6
		2024 г.	Всего	1990,6
			В т.ч. РУЗКС ВВО	1200
		2025 г.	Всего	843
ИТОГО:			7187,6	
«Головнино»	АО «Мобильные ГТЭС»	2022 г.	Всего	361,2
		2023 г.	Всего	227,63
		ИТОГО:		588,83

При прогнозе потребления мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями №2 и №3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54 (для перспективной нагрузки в соответствии с неисполненными ТУ на ТП). Следует отметить, что фактический максимум нагрузки «Южно-Курильского энергорайона» в 2021 г. составил 7,96 МВт при заявленной мощности существующих потребителей, равной 9,16 МВт. В связи с тем, что заявленная мощность существующих потребителей превышает фактическое потребление, при формировании прогноза потребления учитывался рост потребления мощности существующими потребителями в течение всего

рассматриваемого периода, принятый в размере 10% от разницы между фактическим потреблением и заявленной мощности существующих потребителей.

Консервативный прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки (Тнб) на основании ретроспективных данных.

Консервативный прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории острова Кунашир приведен в таблице 4.2.2.1.2.

Таблица 4.2.2.1.2.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
о. Кунашир для консервативного варианта развития**

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	44,52	54,71	58,43	64,19	66,69	66,81	67,15	67,49
<i>в т.ч. "Южно-Курильский энергорайон"</i>		41,78	51,12	54,31	60,04	62,53	62,62	62,86	63,09
<i>в т.ч. энергорайон "Головнино"</i>		2,74	3,59	4,12	4,14	4,16	4,19	4,29	4,40
Собственный максимум потребления	МВт	8,59	10,56	11,29	12,39	12,87	12,89	12,96	13,03
<i>в т.ч. "Южно-Курильский энергорайон"</i>		7,96	9,74	10,35	11,44	11,91	11,93	11,98	12,02
<i>в т.ч. энергорайон "Головнино"</i>		0,63	0,83	0,95	0,95	0,96	0,96	0,99	1,01

4.2.2.2. Оптимистический вариант развития

Оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании перечня перспективных проектов, реализация которых предполагается на территории Курильских островов, в соответствии с информацией Министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021. Данный перечень приведен в таблице 4.2.2.2.1.

При анализе прогнозируемой мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями № 2 и № 3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54.

Прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа

часов использования максимума нагрузки ($T_{нб}$) на основании ретроспективных данных.

**Перечень проектов*, реализация которых предполагается на территории
о. Кунашир на период до 2035 года**

№ п.п.	Наименование проекта	Предполагаемое месторасположение	Характеристики	Предполагаемая потребляемая эл. мощность	Срок реализации
1	Реконструкция производства ООО «Южно-Курильский рыбокомбинат»	п.г.т. Южно-Курильск, промзона «Порт»	+300 т/сут, 4000 т хранения	2,6 МВт	2023
2	Создание обрабатывающих мощностей марикультурного производства	о. Кунашир, с. Головинно	150 т/сут, 2000 т хранения	2,2 МВт	2026
3	Реконструкция перерабатывающей базы ООО «Прилив»	о. Кунашир, с. Отрада	120 т/сут, 2000 т хранения	1,2 МВт	2024
4	Строительство рыбообрабатывающего производства	о. Кунашир, бух. Первухина	120 т/сут, 3000 т хранения	1,5 МВт	2027
5	Вводы социальных объектов и жилья: школы, детсады, ДК, жилье	п.г.т. Южно-Курильск, с. Отрада, с. Горячий пляж, с. Дубовое, с. Головинно	Более 30 объектов	2,2 МВт 0,6 МВт	2022 - 2030
6	Дополнительная потребность существующих производств	ООО «Южно-Курильский рыбокомбинат», ООО «Прилив», ООО «Дельта» и тд		0,7 МВт	2022
7	Потребности объектов и соединений МО РФ	с. Лагунное		3,2 МВт	2023
ИТОГО:				14,2 МВт	-

*потребители с заключенными ТУ, предусмотренные в рамках консервативного варианта, входят в данный перечень

В таблице 4.2.2.2 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории о. Кунашир

Таблица 4.2.2.2

Прогноз потребления электрической энергии и мощности о. Кунашир

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии		44,52	46,4	51,9	59,0	68,1	73,0	83,2	90,5
<i>в т.ч. "Южно-Курильский энергорайон"</i>	млн. кВт*ч	41,78	43,7	49,0	55,8	64,7	66,7	75,1	81,9
<i>в т.ч. энергорайон "Головнино"</i>		2,74	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3	8,1	8,6
Собственный максимум потребления		8,59	8,98	11,78	13,10	13,35	14,24	15,69	15,97
<i>в т.ч. "Южно-Курильский энергорайон"</i>	МВт	7,96	8,32	11,06	12,32	12,51	12,69	13,69	13,86
<i>в т.ч. энергорайон "Головнино"</i>		0,63	0,66	0,72	0,78	0,84	1,55	1,99	2,11

4.2.3. Определение оптимального развития объектов

Объекты генерации, расположенные на территории о. Кунашир, включены в реестр объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях, опубликованный на сайте Министерства энергетики Российской Федерации. В соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9, при разработке вариантов оптимального развития объектов генерации на территории о. Кунашир предусматривается повышение эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счёт использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа (СПГ).

В рамках «Программы развития газоснабжения и газификации Сахалинской области на период 2021 – 2025 годы», утвержденной Губернатором Сахалинской области В.И. Лимаренко и Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером 6 октября 2020 г., для автономной газификации удаленных населенных пунктов, в том числе в МО «Курильском городском округе», Северо-Курильском городском округе, «Южно-Курильском городском округе», запланировано сооружение станций приема, хранения и регазификации СПГ.

В соответствии с указанной программой строительство СПХР в МО «Южно-Курильский городской округ» планируется в 2022 - 2023 г.г. Данный срок предварительный и будет скорректирован по итогу согласования финансово-экономического обоснования проекта развития автономной газификацией Сахалинской области с использованием СПГ, разрабатываемого АО «Газпром промгаз».

Следует отметить, что 21 декабря 2021 г. был принят законопроект³¹ № 37939-8 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». Законопроект, подготовленный Минэкономразвития, был принят Госдумой в первом чтении. Эксперимент предусматривает приоритет устойчивого социально-экономического развития региона-участника с низким уровнем выбросов парниковых газов. Первым участником эксперимента является Сахалинская область. Достижение углеродной нейтральности Сахалинской области в 2025 году в значительной части будет обеспечено за счет реализации региональных программ экономического и технологического развития, имеющих «климатический» эффект, т.е. приводящие к снижению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения.

В рамках данного эксперимента была разработана «Климатическая программа Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденная губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г.. Согласно данной программе на территории Курильских островов предусматривается выполнение мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, в частности газификация генерирующих объектов и внедрение возобновляемых источников энергии.

Таким образом, с учётом приведённой выше информации с целью замещения ископаемых видов топлива на территории Курильских островов (при выявлении нехватки генерирующих мощностей) предлагается *строительство двухтопливных электростанций с возможностью когенерации*, использующих в качестве основного топлива СПГ, дополненное *строительством электростанций с использованием ВИЭ*.

1. Строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации

В настоящее время на объектах распределенной генерации применяются различные технологии производства электрической энергии:

- газотурбинные;
- газопоршневые;
- микротурбинные;
- дизельные.

Выбор технологии определяются несколькими факторами: доступностью того или иного вида топлива на рассматриваемой территории; максимальной электрической мощностью, которую требуется покрыть; соотношением тепловой и электрической мощности потребителей. С учётом перспективы строительства СПГ-инфраструктуры для автономной газификации потребителей Курильских островов при строительстве двухтопливной электростанции рекомендуется использование газотурбинных или газопоршневых установок.

³¹ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

Ниже приведены основные преимущества и недостатки ГТУ и ГПУ.

Газопоршневые и газотурбинные электростанции различаются по конструкции и принципу работы.

Газопоршневые установки (далее - ГПУ) имеют внешнее смесеобразование, камеру сгорания и искровое зажигание (работают по принципу двигателя внутреннего сгорания), как следствие, большую шумность, чем у ГТУ. Ввиду наличия конструктивных особенностей данные установки требуют большой площади под установку. Монтаж производится в контейнерах на специально подготовленной площадке. ГПУ требуют частого проведения технического обслуживания (замена масла и фильтров).

Газотурбинные установки (далее - ГТУ) состоят из турбины, компрессора и камеры сгорания (газ смешивается с воздухом и поджигается, тем самым приводит в движение другие элементы). Для строительства данной установки потребуется меньшая площадь, чем для ГПУ аналогичной мощности.

По общей экономичности «по теплу и электричеству» (КПД с когенерацией) установки аналогичны друг другу (до 85 %). По общей экономичности «по электричеству» ГПУ (до 47 %) превосходят ГТУ (до 36 %).

ГТУ способна безаварийно работать в широком диапазоне мощностей, от холостого хода до полной загрузки, однако недостатком является падение КПД при минимальной загрузке газотурбинного агрегата. Холостой ход ГПУ ограничен временем и должен быть как можно коротким, ГПУ может работать с частичной загрузкой двигателя, но не менее 40 %.

У ГТУ существует возможность получения пара высоких параметров, вследствие высокой температуры выхлопа (большого выхода тепла, чем электричества). В случае большей ориентированности станции на электричество — это является недостатком, который можно компенсировать дополнительной установкой паровой турбины (для мощных установок).

Следует также отметить, что стоимость ГТУ по сравнению с ГПУ при одинаково мощности значительно выше (в 2 - 3 раза).

На практике недостатки ГПУ и ГТУ производители пытаются скомпенсировать различными дополнительными устройствами:

недостатки ГПУ

- недостаток ГПУ — частая смена масла и фильтров — специальные системы долива масла и больших фильтров;
- недостаток ГПУ — высокая шумность — специальные глушительные системы;
- недостаток ГПУ — плохая работа на низких нагрузках — установка современных топливных систем.

недостатки ГТУ

- недостаток ГТУ — высокое давление газа на входе — специальный дожимной компрессор;

- недостаток ГТУ — плохая работа на низких нагрузках — установка инверторов.

Некомпенсированные недостатки ГТУ: высокая стоимость (в 3 - 4 раза относительно ГПУ той же мощности).

Некомпенсированные недостатки ГПУ: большие размеры (в 3 - 4 раза относительно ГТУ той же мощности).

Таким образом, с учётом особенностей функционирования, изолированных энергорайонов, небольших электрических и тепловых нагрузок, предпочтительным является выбор газопоршневых установок. При этом окончательный выбор должен осуществляться на этапе проектирования электростанции на основании технико-экономического сравнения вариантов, в котором учитываются конкретные коммерческие предложения возможных поставщиков.

С точки зрения эксплуатации наиболее целесообразными представляются варианты покрытия перспективного небаланса мощности в энергорайоне агрегатами одного производителя и одной модели. Применение машин разной мощности должно быть экономически обосновано.

Следует отметить, что номинальные мощности газопоршневых установок значительно отличаются у различных производителей. Таким образом, различные линейки номинальных мощностей установок дают возможность выбора единичных мощностей с шагом в несколько десятков кВт. Газотурбинные установки мощностью 2 МВт и более выпускаются с шагом номинальной мощности в линейке порядка 1 МВт.

2. Возможность развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

В настоящее время на территории о. Кунашир функционируют ВДЭС «Головнино» и «Менделеевская ГеоТЭС», что позволяет сделать вывод о наличии ветрового и геотермального потенциала острова.

Кроме этого, в 2018 г. по заказу агентства по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области была выполнена разработка научно-исследовательской работы «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о. Кунашир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Кунашир». В соответствии с анализом, проведенным в рамках данной работы, были сделаны выводы о наличии ветрового потенциала острова, следовательно, целесообразности строительства на территории о. Кунашир ВЭС. Но при этом в работе был сделан вывод о том, что в связи с неблагоприятными природными условиями на острове отсутствуют условия для использования солнечной энергии.

В заключение следует отметить, что окончательный выбор установленной мощности электростанций и состава генерирующего оборудования должен осуществляться на этапе разработки проектной документации по каждому генерирующему объекту в отдельности, при учёте конкретных коммерческих предложений от поставщиков оборудования. В данной работе приводятся анализ и оценка необходимости ввода новых

генерирующих мощностей в рассматриваемом энергорайоне, а также даются рекомендации по наиболее предпочтительным диапазонам значений единичной мощности генерирующего оборудования и установленных мощностей электростанций.

Разработка вариантов оптимального развития объектов генерации

Электроснабжение с. Дубовое и с. Головнино осуществляется от ВДЭС «Головнино». Остальные населенные пункты получают электрическую энергию от ДЭС «Южно-Курильская» и «Менделеевской ГеоТЭС». Оперативное управление и эксплуатацию станций осуществляет АО «Мобильные ГТЭС».

ДЭС «Южно-Курильская» была введена в эксплуатацию в 80-е годы. Расположена электростанция в южной части п.г.т. Южно-Курильск. Установленная мощность станции составляет 13,835 МВт, при этом располагаемая – 7,72 МВт. Следует отметить, что в рамках совещания Минэнерго России «По вопросам развития энергетической инфраструктуры Курильских островов» (протокол № НШ-242/2пр от 23.08.2021) было отмечено, что значительный износ и неудовлетворительное состояние ДЭС «Южно-Курильская» обусловлены недостаточным техническим обслуживанием и уровнем эксплуатации в предыдущие периоды.

Здание ДЭС «Русская» (является частью ДЭС «Южно-Курильская») находится в аварийном состоянии и требует проведение капитального ремонта или демонтажа. Также следует отметить, что в настоящий момент жилая застройка находится в непосредственной близости от электростанции (менее 50 м до ближайших жилых домов). Жители близлежащих домов жалуются на шум, который создает станция непрерывной работой. Также нахождение здания ДЭС в центре жилой застройки означает, что нет возможно расширения площади станции, необходимость в которой может возникнуть при замене оборудования и увеличении мощности.

ВДЭС «Головнино» введена в эксплуатацию в 2015 г. Электростанция расположена между с. Головнино и с. Дубовое (1,2 км к северу от с. Головнино и 2,7 км к югу от с. Дубовое в направлении на юго-восток по дороге) в южной части о. Кунашир. В настоящее время на территории станции расположены две ветроустановки марки Vestas V-27, установленной единичной мощностью 225 кВт. Общая установленная мощность станции в настоящий момент составляет 1,73 МВт.

В соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю. Поэтому располагаемая мощность ВДЭС «Головнино» принята равной 1,28 МВт.

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ДЭС «Южно-Курильская»*	13,835	15,835	15,835	15,835	15,835	15,835	15,835	15,835
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с. Лагунное	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Располагаемая мощность станций, МВт	11,31	12,769	12,769	12,769	18,469	18,469	18,469	18,469
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	7,72	9,179	9,179	9,179	9,179	9,179	9,179	9,179
«Менделеевская ГеоТЭС»	1,7	1,7	1,7	1,7	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с. Лагунное	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	7,96	9,74	10,35	11,44	11,91	11,93	11,98	12,02
Нормативный резерв мощности, МВт	2,70	2,70	2,70	2,70	8,40	8,40	8,40	8,40
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	10,66	12,44	13,05	14,14	20,31	20,33	20,38	20,42
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,65	0,33	-0,28	-1,37	-1,84	-1,86	-1,91	-1,95

*информация приведена в соответствии с информацией АО «Мобильные ГТЭС», полученной письмом № МГЭС/01.00/1232 от 21.10.2021 (в планах у АО «Мобильные ГТЭС» увеличение мощности ДЭС).

Таким образом, из таблицы 4.2.3.1.1 видно, что планируемое увеличение мощности ДЭС «Южно-Курильская» не устраняет дефицита располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на этап до 2035 г., можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в объёме не менее 1,95 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва, начиная с 2024 г. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2024 г.

Таблица 4.2.3.1.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Головнино» в период 2022 - 2035 г.г. (для консервативного варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685
<i>в т.ч.:</i>								
ВДЭС «Головнино»*	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685
Располагаемая мощность станций, МВт	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235
<i>в т.ч.:</i>								
ВДЭС «Головнино»	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	0,63	0,83	0,95	0,95	0,96	0,96	0,99	1,01
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,66	1,85	2,75	2,75	2,76	2,76	2,79	2,81
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,42	-0,62	-0,51	-0,52	-0,52	-0,53	-0,55	-0,58

Таким образом, из таблицы 4.2.3.1.2 видно, что планируемое увеличение мощности ВДЭС «Головнино» не устраняет дефицита располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на этап до 2035 г. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2035 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2030 г.

Увеличение мощности существующей ВДЭС (в части установки дизельных генераторов) противоречит «Климатической программе Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., направленной на достижение углеродной нейтральности Сахалинской области, разработанной в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента³². Следовательно, для устранения дефицита располагаемой мощности могут применяться следующие мероприятия:

- строительство электростанций, использующих в качестве основного топлива природный газ;
- строительством электростанций с использованием ВИЭ

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Кунашир:

- 1) дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.;
- 2) техническое состояние существующей ДЭС «Южно-Курильская» находится на среднем уровне, части оборудования требуется ремонт;
- 3) здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, необходимого при увеличении установленной мощности, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами;
- 4) наличие ветрового потенциала о. Кунашир;
- 5) несоответствие рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» проектному значению;
- 6) перспектива развития газовой инфраструктуры на территории о. Кунашир;

³² В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

7) наличие объектов генерации о. Кунашир в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы о. Кунашир:

- Консервация ДЭС «Южно-Курильская» и строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации;
- Строительство ветровой электростанции;
- Мероприятия по доведению рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной.

Определение требуемой мощности новой электростанции (в рамках консервативного варианта)

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Кунашир собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 12,08 МВт (раздел 4.2.2.1). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из мощности генератора на Менделеевской ГеоТЭС (7,4 МВт) и единичной мощности генератора на новой станции ($P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) всех станций о. Кунашир складывается из располагаемой мощности Менделеевской ГеоТЭС

и мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} + P_{\text{ГеоТЭС}} = P_{\text{нагр}} + 7,4 + P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{ГеоТЭС}} = 7,4$ МВт, $P_{\text{нагр}} = 16$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчет требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчета приведены в таблице 4.3.3.1.3.

При выборе генераторов с единичной мощностью 1 МВт и менее, количество устанавливаемых генераторов составит 15 шт. и более (таблица 4.2.3..13). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данный вариант исключен из рассмотрения.

Расчет требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Кунашир на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность существующих станций (ГеоТЭС «Менделеевская» и ВДЭС «Головинно»), МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	8,4	12,02	20,42	7,4	13,02	14	14
2	9,4	12,02	21,42	7,4	14,02	8	16
3	10,4	12,02	22,42	7,4	15,02	6	18
4	11,4	12,02	23,42	7,4	16,02	5	20

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т. к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50 %, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 4.1.5, был составлен помесечный прогноз потребления мощности на этап 2035 г., приведенный в таблице 4.2.3.1.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

1) Как видно из таблицы 4.2.3.1.4 помесечная загрузка в режиме минимума для генераторов единичной мощностью 3 и 4 МВт лежит в пределах 56 - 99 % и 52 - 84 % соответственно. При этом в рассматриваемых режимах работы в определенные месяцы участвует 1 генератор, что снижает надежность работы энергосистемы. Следует отметить, что в расчете не учтена выработка «Мендлеевской ГеоТЭС» и перспективной ВЭС, которые тоже могут участвовать в летнем минимуме, тем самым снизив еще больше нагрузку новой станции. Т. к. загрузка генераторов мощностью 3 и 4 МВт близка к технологическому минимуму, данные варианты исключены из рассмотрения.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции составляет $2 \pm 0,5$ МВт. Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации равна 16 ± 10 % МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ³³	0,47	0,49	0,48	0,40	0,38	0,28	0,17	0,23	0,23	0,23	0,41	0,48	0,49
Нагрузка, МВт		7,4	7,7	7,6	6,4	6,1	4,4	2,7	3,7	3,7	6,4	7,6	7,9		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	6	6	6	5	5	4	3	3	3	5	6	6		
	Загрузка генератора, %	94	98	97	97	92	84	69	94	94	98	97	99	69	99
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3		
	Загрузка генератора, %	94	98	97	81	77	84	52	71	70	82	97	99	52	99
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	94	98	97	81	77	56	69	94	94	82	97	99	56	99
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	71	73	73	61	58	84	52	71	70	61	73	75	52	84

³³ относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Кунашир в рамках консервативного варианта развития

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская» в IV квартале 2023 г.;
- Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16 ± 10 % МВт* в IV квартале 2023 г.;
- Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной во II квартале 2024 г.;
- Строительство ветровой электростанции 4 МВт** в IV квартале 2023 г..

Примечания:

*При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.

**Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 от максимальной мощности энергосистемы с учётом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 12,02 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.

4.2.3.2. Оптимистический вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учётом прогнозного роста нагрузки. Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учетом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций для каждого энергорайона отдельно. Результаты данного анализа приведены в таблицах 4.2.3.2.1.

Таблица 4.2.3.2.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций «Южно-Курильского энергорайона» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	23,125	25,125	27,125	27,125	27,125	27,125	27,125	27,125
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»*	13,835	15,835	17,835	17,835	17,835	17,835	17,835	17,835
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с. Лагунное	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Располагаемая мощность станций, МВт	11,31	12,769	14,769	14,769	20,469	20,469	20,469	20,469
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	7,72	9,179	11,179	11,179	11,179	11,179	11,179	11,179
«Менделеевская ГеоТЭС»	1,7	1,7	1,7	1,7	7,4	7,4	7,4	7,4

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
<i>ДЭС с. Лагунное</i>	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	7,96	8,32	11,06	12,32	12,51	12,69	13,69	13,86
Нормативный резерв мощности, МВт	2,7	2,7	2,7	2,7	8,4	8,4	8,4	8,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	10,66	11,02	13,76	15,02	20,91	21,09	22,09	22,26
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,65	1,749	1,009	-0,251	-0,441	-0,621	-1,621	-1,791

*информация приведена в соответствии с информацией АО «Мобильные ГТЭС», полученной письмом № МГЭС/01.00/1232 от 21.10.2021 (в планах у АО «Мобильные ГТЭС» увеличение мощности ДЭС).

Таким образом, из таблицы 4.2.3.2.1 видно, что планируемое увеличение мощности ДЭС «Южно-Курильская» не устраняет дефицита располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на этап до 2035 г., можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в объёме не менее 1,791 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва, начиная с 2024 г. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2024 г.

Таблица 4.2.3.2.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Головнино» в период 2022 - 2035 г.г. (для оптимистического варианта)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»*</i>	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685	2,685
Располагаемая мощность станций, МВт	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	0,63	0,66	0,72	0,78	0,84	1,55	1,99	2,11
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,655	1,685	2,52	2,58	2,64	3,35	3,79	3,91
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,42	-0,45	-0,285	-0,345	-0,405	-1,115	-1,555	-1,675

*информация приведена в соответствии с информацией АО «Мобильные ГТЭС», полученной письмом № МГЭС/01.00/1232 от 21.10.2021.

Таким образом, из таблицы 4.2.3.2.2 видно, что планируемое увеличение мощности ВДЭС «Головнино» не устраняет дефицита располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на этап до 2035 г. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2035 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается. Несмотря на то, что до 2035 г. значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки, необходима разработка мероприятий, направленных на создание необходимого нормативного резерва мощности, реализацию которых рекомендуется осуществить в период не позднее 2030 г.

Увеличение мощности существующей ВДЭС (в части установки дизельных генераторов) противоречит «Климатической программе Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., направленной на достижение углеродной нейтральности Сахалинской области, разработанной в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента³⁴. Следовательно, для устранения дефицита располагаемой мощности могут применяться следующие мероприятия:

- строительство электростанций, использующих в качестве основного топлива природный газ;
- строительством электростанций с использованием ВИЭ;
- присоединение энергорайона «Головнино» к Южно-Курильскому.

В настоящий момент на ВДЭС «Головнино» имеется проблема с резким изменением частоты в энергосистеме при изменении потока активной мощности. При резком изменении характеристик ветровых ресурсов (уровень турбулентности, скорость, плотность воздуха и др.) наблюдается резкое изменение частоты в энергосистеме, что вызывает срабатывание защит, действующих на отключение ВЭУ. На основании опыта эксплуатации можно сделать вывод о том, что существующая мощность ветровых генераторов чрезмерна, возникают сложности с работой в режиме минимальных нагрузок. Кроме этого, следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю, следовательно, установка объектов ВИЭ решит проблему несоответствия нормативному резерву располагаемой мощности изолированного района.

³⁴ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

Строительство электростанций, использующих в качестве основного топлива СПГ, также является нецелесообразным в виду отсутствия газовой инфраструктуры (ее создание планируется вблизи п.г.т. Южно-Курильск), а также отсутствием морского порта для возможности осуществить доставку СПГ путем морского грузового сообщения. Следовательно, для создания станции на основе СПГ в энергорайоне «Головнино» потребуется создание транспортной инфраструктуры, организация систем приема, хранения и регазификации или строительство трубопровода протяженностью более 40 км в условиях сложного рельефа. Все эти ограничения делают развитие газовой инфраструктуры вблизи энергорайона «Головнино» сложнореализуемым и малоэффективным.

Таким образом, единственным вариантом, не противоречащим концепции достижения углеродной нейтральности Сахалинской области, остается присоединение энергорайона «Головнино» к «Южно-Курильскому энергорайону», на территории которого планируется развитие генерирующих мощностей.

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Кунашир:

- 1) дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.;
- 2) техническое состояние существующей ДЭС «Южно-Курильская» находится на среднем уровне, части оборудования требуется ремонт;
- 3) здание ДЭС «Южно-Курильская» находится в центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, необходимого при увеличении установленной мощности, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами;
- 4) наличие ветрового потенциала о. Кунашир;
- 5) несоответствие рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» проектному значению;
- 6) перспектива развития газовой инфраструктуры на территории о. Кунашир;
- 7) наличие объектов генерации о. Кунашир в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы о. Кунашир:

- Консервация ДЭС «Южно-Курильская» и строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации;

- Строительство ветровой электростанции;
- Мероприятия по доведению рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной;
- Объединение энергорайонов «Южно-Курильский» и «Головнино» общей сетью.

Определение требуемой мощности новой электростанции (с учётом объединения энергорайонов)

Минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для о. Кунашир собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 16 МВт (раздел 4.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из мощности генератора на Менделеевской ГеоТЭС (7,4 МВт) и единичной мощности генератора на новой станции ($P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) всех станций о. Кунашир складывается из располагаемой мощности ВДЭС «Головнино», Менделеевской ГеоТЭС и мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} + P_{\text{ГеоТЭС}} + P_{\text{ВДЭС}} = P_{\text{нагр}} + 7,4 + P_{\text{ген}}$$

$$\text{где } P_{\text{ГеоТЭС}} = 7,4 \text{ МВт, } P_{\text{ВДЭС}} = 2,235 \text{ МВт, } P_{\text{нагр}} = 16 \text{ МВт.}$$

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчет требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей

генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчета приведены в таблице 4.3.3.2.3.

При выборе генераторов с единичной мощностью 1 МВт и менее, количество устанавливаемых генераторов составит 15 шт. и более (таблица 4.2.3.2.3). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данный вариант исключен из рассмотрения.

Расчет требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Кунашир на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность существующих станций (ГеоТЭС «Менделеевская» и ВДЭС «Головинно»), МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	8,4	16	24,4	9,64	14,8	15	15
2	9,4	16	25,4	9,64	15,8	8	16
3	10,4	16	26,4	9,64	16,8	6	18
4	11,4	16	27,4	9,64	17,8	5	20

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т. к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50 %, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 4.1.5, был составлен помесечный прогноз потребления мощности на этап 2035 г., приведенный в таблице 4.2.3.2.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

1) Как видно из таблицы 4.2.3.2.4 помесечная загрузка в режиме минимума для генераторов единичной мощностью 3 и 4 МВт лежит в пределах 62 - 91 % и 55 - 98 % соответственно. При этом в рассматриваемых режимах работы в определенные месяцы участвует 1 генератор, что снижает надежность работы энергосистемы. Следует отметить, что в расчете не учтена выработка «Мендлеевской ГеоТЭС» и перспективной ВЭС, которые тоже могут участвовать в летнем минимуме, тем самым снизив еще больше нагрузку новой станции. Т. к. загрузка генераторов мощностью 3 и 4 МВт близка к технологическому минимуму, данные варианты исключены из рассмотрения.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции составляет $2 \pm 0,5$ МВт. Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации равна 16 ± 10 % МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ³⁵	0,47	0,49	0,4	0,40	0,38	0,2	0,17	0,23	0,23	0,23	0,41	0,48	0,4
Нагрузка, МВт		7,4	7,7	7,6	6,4	6,1	4,4	2,7	3,7	3,7	6,4	7,6	7,9		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	8	8	8	7	7	5	3	4	4	7	8	8		
	Загрузка генератора, %	93	97	96	92	87	88	91	93	93	92	96	98	87	98
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	4	4	4	4	4	3	2	2	2	4	4	4		
	Загрузка генератора, %	93	97	96	80	76	73	68	93	93	81	96	98	68	98
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	3	3	3	2	1	2	2	3	3	3		
	Загрузка генератора, %	83	86	85	71	67	73	91	62	62	72	85	87	62	91
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	93	97	96	80	76	55	68	93	93	81	96	98	55	98

³⁵ относительно максимума нагрузки

Определение требуемой мощности новой электростанции (без объединения энергорайонов)

Как было описано ранее, минимальная необходимая располагаемая мощность всех станций определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

Собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. «Южно-Курильского энергорайона» равен 13,9 МВт (раздел 4.2.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из мощности генератора на Менделеевской ГеоТЭС (7,4 МВт) и единичной мощности генератора на новой станции ($P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) всех станций о. Кунашир складывается из располагаемой мощности «Менделеевской ГеоТЭС» и мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} + P_{\text{ГеоТЭС}} = P_{\text{нагр}} + 7,4 + P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{ГеоТЭС}} = 7,4$ МВт, $P_{\text{нагр}} = 13,9$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т.к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчёт требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчёта приведены в таблице 4.2.3.2.5.

При выборе генераторов с единичной мощностью 1 МВт и менее, количество устанавливаемых генераторов составит 15 шт. и более (таблица 4.2.3.2.5). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данный вариант исключен из рассмотрения.

Расчёт требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Нагрузка Южно-Курильского энергорайона на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность существующих станций («Менделеевская ГеоТЭС»), МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	8,4	13,9	22,3	7,4	14,9	15	15
2	9,4	13,9	23,3	7,4	15,9	8	16
3	10,4	13,9	24,3	7,4	16,9	6	18
4	11,4	13,9	25,3	7,4	17,9	5	20

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т.к. ведёт к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50 %, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 4.1.5, был составлен помесечный прогноз потребления мощности на этап 2035 г., приведенный в таблице 4.2.3.2.6. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

1) Как видно из таблицы 4.2.3.4 помесечная загрузка в режиме минимума для генераторов единичной мощностью 3 и 4 МВт лежит в пределах 54 - 94 % и 60 - 96 % соответственно. При этом в рассматриваемых режимах работы в определенные месяцы участвует 1 генератор, что снижает надёжность работы энергосистемы. Следует отметить, что в расчёте не учтена выработка «Мендлеевской ГеоТЭС» и перспективной ВЭС, которые тоже могут участвовать в летнем минимуме, тем самым снизив еще больше нагрузку новой станции. Т.к. загрузка генераторов мощностью 3 и 4 МВт близка к технологическому минимуму, данные варианты исключены из рассмотрения.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции составляет $2 \pm 0,5$ МВт. Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации равна 16 ± 10 % МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ³⁶	0,47	0,49	0,48	0,40	0,38	0,28	0,17	0,23	0,23	0,23	0,41	0,48	0,49
Нагрузка, МВт		6,5	6,8	6,7	5,6	5,3	3,8	2,4	3,3	3,2	5,6	6,7	6,9		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	7	7	7	6	6	4	3	4	4	6	7	7		
	Загрузка генератора, %	93	97	96	93	88	96	80	81	81	94	96	98	80	98
	Кол-во используемых генераторов, шт.	4	4	4	3	3	2	2	2	2	3	4	4		
2 МВт	Загрузка генератора, %	81	84	84	93	88	96	60	81	81	94	84	86	60	98
	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	3	2	2	2	1	2	2	2	3	3		
	Загрузка генератора, %	72	75	74	93	88	64	80	54	54	94	74	76	54	94
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	81	84	84	70	66	96	60	81	81	70	84	86	60	96
	Кол-во используемых генераторов, шт.														

³⁶ относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Кунашир

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская» в IV квартале 2023 г.;
- Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16 ± 10 % МВт* в IV квартале 2023 г.;
- Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной во II квартале 2024 г.;
- Строительство ветровой электростанции 5 МВт** в IV квартале 2023 г.;
- Объединение энергорайонов «Южно-Курильский» и «Головнино».

Примечания:

*При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.

**Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 от максимальной мощности энергосистемы с учётом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 13,9 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.

4.2.4. Оценка сопоставимых вариантов строительства электростанций на различных видах топлива

4.2.4.1. Консервативный вариант развития

1) Определение капитальных затрат

Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации

Оценка объёма капитальных затрат в строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации была произведена на основании предоставленных ранее технико-коммерческих предложений по сооружению ДЭС на о. Кунашир, а также на основании проведенных в 2020 – 2021 г.г. конкурсов по модернизации ДЭС изолированных районов Камчатки. По результатам состоявшихся конкурсов плановая величина капитальных затрат составила порядка 120 тыс. руб. за 1 кВт. С учётом показателей инфляции на период до 2024 года, плановая величина капитальных затрат по строительству ДЭС может увеличиться до 150 - 160 тыс. руб. за 1 кВт.

Сценарием развития предусматривается строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16 МВт, с учётом чего общий объём капитальных вложений составит 2 560,0 млн. руб.

Геотермальные ТЭС

В соответствии с проведенной ранее оценкой, затраты по восстановлению «Менделеевской ГеоТЭС», заключающиеся в бурении дополнительных скважин, составят около 500 млн. руб.

Ветроэлектростанция

В соответствии с перспективами развития генерации, рекомендуются к строительству ВЭС мощностью до 5 МВт. При анализе рассматривались ВЭС в диапазоне мощностей от 250 до 500 кВт. Анализ потенциального применения выделялся по следующим пунктам:

- 1) возможность доставки ВЭУ на площадку монтажа;
- 2) единичная номинальная мощность;
- 3) возможность доставки крана на площадку монтажа;

Таблица 4.2.4.1.1.

Оценка единичной мощности ВЭС

Мощность ВЭУ	500 кВт	300 кВт	250 кВт	275 кВт
Масса ВЭУ	28,1 т	26,2	20,2 т	19,8 т
Требуемая масса крана	90т	50 т	50 т	50 т
Максимальная скорость ветра	70 м/с	70 м/с	60 м/с	52,5 м/с
Возможность доставки ВЭУ на площадку	нет	да	да	да
Возможность доставки крана	нет	да	да	да
Соответствие условиям	нет	да	да	да

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что использование ВЭУ 500 кВт недопустимо в связи с его габаритами и невозможности прохождения необходимой техники на строительную площадку. В связи с этим в работе рекомендуется рассматривать ВЭУ в диапазоне 250-300 кВт.

При строительстве должны использоваться ВЭУ, чьи элементы конструкции обеспечивают возможность их транспортировки в стандартных 20-и и 40-а футовых контейнерах. Размеры их элементов должны вписываться в следующие габариты: 6 м х 2,4 м х 2,5 м (20 футовый контейнер) или 12 м х 2,4 м х 2,5 м (40 футовый контейнер).

В таблице 4.2.4.1.2 приведена оценка капитальных затрат по строительству.

Таблица 4.2.4.1.2

Определение капитальных затрат ВЭС

№	Наименование показателя	Стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Методика расчета
1	Оборудование ВЭУ (300 кВ) 14 шт.	682 080	Стоимость одной турбины ~ € 560000
2	Проектно-изыскательские работы	102 312	Принято в размере 15 % от стоимости оборудования ВЭУ
3	Доставка оборудования ВЭУ	145 001	Принято по объекту аналогу с учетом индексации
	Фундамент ВЭУ	29 343	
	Монтаж ВЭУ	31 016	
	Энергообеспечение ВЭУ	120 488	
	Наружное освещение ВЭУ	2 616	
	Охранная сигнализация	8 080	
	Заземление и молниезащита	2 178	
4	Подключение к сети	136 416	Принято в размере 10 % от стоимости оборудования ВЭУ
	ИТОГО:	1 259 530	
	Удельные капитальные затраты \$/кВт	4,37	

По результатам оценки, удельные капитальные затраты в строительство ВЭС составили 4,37 тыс. \$/за 1 кВт, что сопоставимо с затратами по аналогичным проектам в мире. Так удельные показатели стоимости строительства ВЭС различной мощности составляют:

- При мощности агрегатов 100 кВт – 6,5 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 250 кВт – 4,5 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 500 кВт – 4,2 тыс. \$/кВт
- При мощности агрегатов 1100 кВт – 2,5 тыс. \$/кВт

В таблице 4.2.4.1.3 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Кунашир.

Таблица 4.2.4.1.3.

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей о. Кунашир

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
1	Строительство двухтопливной электростанции	16 МВт	2 560 000
2	Восстановление ГеоТЭС	7,4 МВт	500 000
3	Строительство ВЭС	4 МВт	1 259 530

2) Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

Методологической основой для проведения финансовых расчетов были:

1. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденные Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и государственным комитетом РФ по строительству;

2. «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в энергетике с типовыми примерами», утвержденные «РАО ЕЭС» в 1997 г.

3. «Методические рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утверждённые приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281.

Для оценки технико-экономических параметров возможных вариантов электроснабжения и выбора наиболее оптимального в работе был принят критерий минимума дисконтированных затрат, для чего произведён анализ денежных потоков для различных сценариев состава генерирующих мощностей.

Составляющими критерия являются капитальные вложения, и текущие ежегодные эксплуатационные издержки. Капитальные вложения и издержки приводятся к единому моменту времени с помощью нормы дисконтирования.

Основные предположения

Анализ эффективности выполнялся в соответствии со следующими допущениями:

- все расчеты выполняются в рублях РФ;
- расчеты выполнены в прогнозных ценах (на перспективу до 2041 года) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ Министерства экономического развития Российской Федерации;
- расчеты выполнены без учета НДС.
- расчетный период (горизонт планирования), на который осуществляется оценка дисконтированных затрат, принят в соответствии с минимальным сроком службы оборудования на уровне 20 лет.
- шаг прогноза - 1 год
- реализация инвестиций осуществляется в соответствии с планами строительства объектов генерации.
- ставка дисконтирования принята в размере 10%.
- налог на имущество принят в рамере – 2,2%

В соответствии с рассматриваемыми конфигурациями предполагается варьирование мощности вводимых ВЭС для определение наиболее эффективной конфигурации. Ввод ВЭС в эксплуатацию не влияет на состав оборудования котельных и двухтопливной электростанции. Таким образом, изменение эксплуатационных затрат (персонал, ремонты) по двухтопливной электростанции и котельным не изменятся и в расчетах не учитывается. Основным эффектом от ввода ВЭС является снижение расхода топлива на двухтопливной электростанции. В расчетах учтено снижение топлива пропорционально снижению выработки на соответствующей станции. С учетом этого, в состав рассматриваемых эксплуатационных затрат при расчете критерия минимума дисконтированных затрат вошли:

- Топливо для двухтопливной электростанции
- Расходы по содержанию и эксплуатации ВЭС
- Налог на имущество
- Амортизация

Топливо

Стоимость дизельного топлива для двухтопливной электростанции принята в размере 71 229 руб./т. с учётом транспортных расходов при использовании ДТ. Данная величина была взята в соответствии с ранее принятым решением Региональной энергетической комиссии Сахалинской области при определении тарифов на электрическую энергию на 2020 и 2021 год с учетом индексации.

В дальнейшем при завершении программы по газификации предполагается использование СПГ. Стоимость сжиженного природного газа (СПГ) в прогнозных расчетах была принята равной 50 000 руб./тонну с учетом транспортных расходов.

Эксплуатационные затраты ВЭС

Согласно общемировой практике эксплуатации ветроэлектрических систем эксплуатационные затраты приняты в размере 2 % в год от стоимости капитальных затрат. Таким образом, годовые эксплуатационные затраты по ВЭС составят 25 200 тыс. руб.

Амортизация основных средств

Норма амортизационных начислений в данной работе определялась линейным способом – как процент от первоначальной стоимости объекта строительства, нормированный сроком службы и эксплуатации.

ВЭС. Срок полезного использования от 15 до 25 лет. Коэффициент амортизации 4%.

ДЭС. Срок полезного использования от 15 до 20 лет. Коэффициент амортизации 6,2%.

ГеоТЭС. Срок полезного использования до 30 лет. Коэффициент амортизации 3,3%.

В соответствии с представленной выше методикой и исходными данными были сформированы финансовые модели и произведен расчет дисконтированных затрат по каждому из рассматриваемых вариантов. По результатам проведенных расчетов ниже в таблице 4.2.4.1.4 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Таблица 4.2.4.1.4.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	27,4	26,4	25,4	23,4
	Двухтопливная электростанция, МВт	16	16	16	16
	ГеоТЭС, МВт	7,4	7,4	7,4	7,4
	ВЭС, МВт	4	3	2	0
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	4 749,83	4 403,58	4 057,33	3 364,83
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	9 360,18	9 223,75	9 087,32	8 814,46

По итогам проведенного расчета, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 0 до 4 МВт) обладают схожими приведенными затратами, что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Увеличение мощности ВЭС является нецелесообразным по техническим причинам, таким как непостоянство, колебания мощности ВЭС, а также необходимость загрузки котельного оборудования на выработку тепловой энергии.

Наиболее точно состав оборудования и итоговой мощности ВЭС может быть оценен на более поздних стадиях проектирования после выбора соответствующей площадки, размещения ветроагрегатов на ней и получения технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования.

4.2.4.2. Оптимистический вариант развития

Аналогичные расчеты проведены для оптимистического варианта. В разделе приведены краткие результаты.

В таблице 4.2.4.2.1 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Кунашир.

Таблица 4.2.4.2.1 .

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей о. Кунашир

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
1	Строительство	16 МВт	2 560 000

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
	двухтопливной электростанции		
2	Восстановление ГеоТЭС	7,4 МВт	500 000
3	Строительство ВЭС	5 МВт	1 574 412
Итого:			4 634 412

Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

По результатам проведенных расчётов ниже в таблице 4.2.4.2.2 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Таблица 4.2.4.2.2.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	28,4	29,4	26,4	24,4
	Двухтопливная электростанция, МВт	16	16	16	16
	ГеоТЭС, МВт	7,4	7,4	7,4	7,4
	ВЭС, МВт	5	6	3	1
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	5 096,08	5 442,33	4 403,58	3 711,08
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	10 313,61	10 450,05	10 040,75	9 767,89

По итогам проведенного расчёта, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 1 до 6 МВт) обладают схожими приведенными затратами, что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Увеличение мощности ВЭС является нецелесообразным по техническим причинам, таким как непостоянство, колебания мощности ВЭС, а также необходимость загрузки котельного оборудования на выработку тепловой энергии.

4.2.5. Развитие межпоселковых связей

В «Южно-Курильском энергорайоне» на территории о. Кунашир электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск, в котором располагается основной энергоисточник – ДЭС «Южно-Курильская», осуществляется по ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская»).

Центрами питания 35 кВ «Южно-Курильского энергорайона» являются подстанции ПС «Южно-Курильская» (РП-3) и ПС «Менделеевская» (РП-5) и ТП-35 кВ «Водовод I подъёма». На ПС «Менделеевская» осуществляется выдача мощности «Менделеевской ГеоТЭС».

Карта-схема существующей сети 35 кВ и объектов генерации острова приведена на рисунке 4.2.5.1.

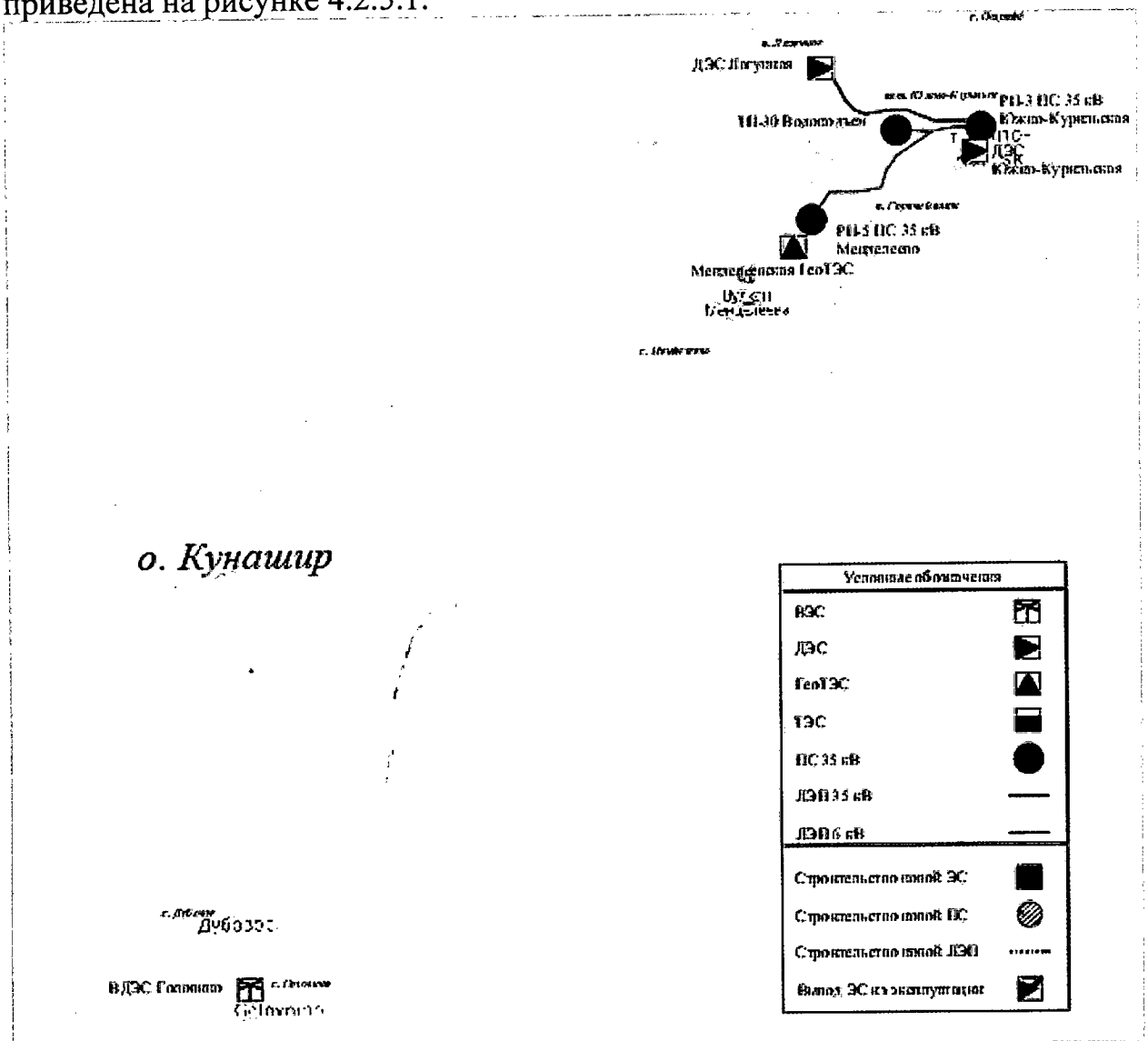


Рисунок 4.2.5.1. Существующие сети напряжением 35 кВ с указанием объектов генерации, расположенных на территории о. Кунашир

4.2.5.1. Консервативный вариант развития

Обеспечение выдачи мощности новых объектов генерации

В соответствии с разделом 4.2.3.1 на территории о. Кунашир предусматривается строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации равна 16 ± 10 % МВт, расположенной 2,5 – 3 км к северу с. Горячий Пляж. В связи с тем, что предполагаемая площадка для строительства станции расположена в непосредственной близости от существующей ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеево – ПС «Южно-Курильская»), присоединение станции рекомендуется осуществить путем «врезки» в данную ВЛ-35 кВ.

Следует отметить, что площадка для планируемой к строительству в соответствии с разделом 4.2.3.1 ВЭС будет располагаться в том же районе,

что и новой двухтопливной электростанции мощностью 16 МВт, поэтому рекомендуется осуществлять выдачу мощности ВЭС через общее РУ.

Данная схема присоединения приведена на рисунке 4.2.5.1.1.

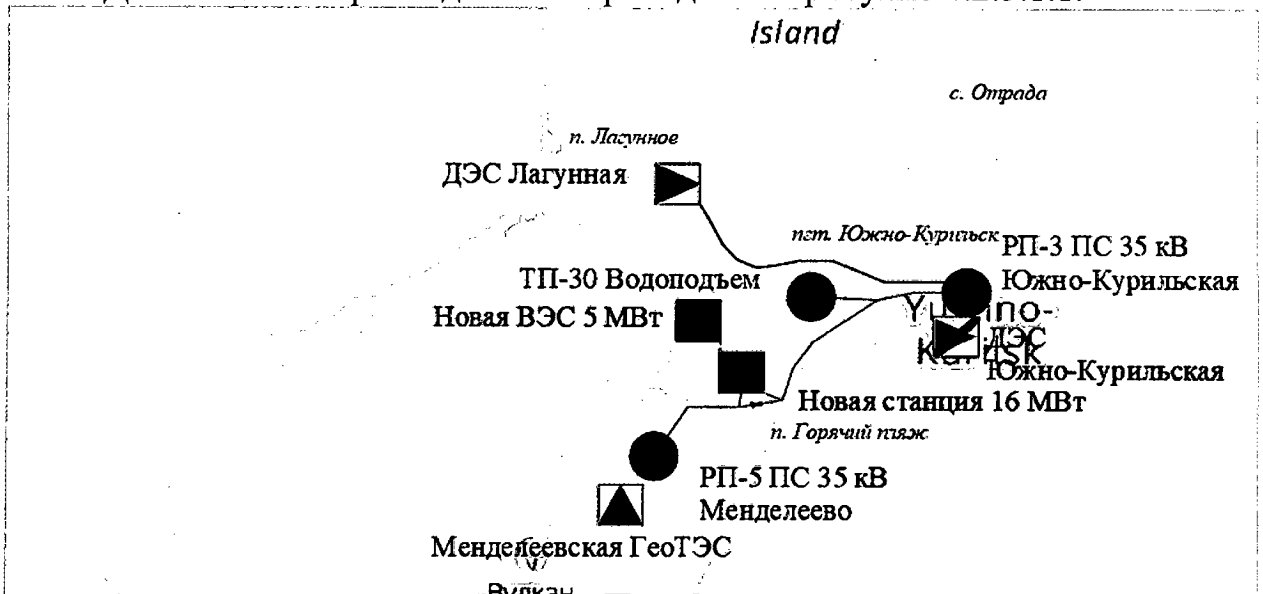


Рисунок 4.2.5.1.1. Присоединение объектов генерации.

Следует обратить внимание на то, что одновременно с вводом новых генерирующих мощностей планируется консервация ДЭС «Южно-Курильская». Следовательно, при данном варианте присоединения станции питание всех потребителей п.г.т. Южно-Курильск будет осуществляться по одной ВЛ-35 кВ, что недопустимо, т.к.:

- 1) при данном варианте присоединения возникает невозможность вывода в ремонт существующей ВЛ-35 кВ;
- 2) в случае аварийного отключения любого из участков существующей ВЛ 35 кВ будет прервано электроснабжение всех потребителей п.г.т. Южно-Курильск.

Поэтому для выдачи мощности новых станций необходимо строительство второй ВЛ-35 кВ по направлению к п.г.т. Южно-Курильск. Следует отметить, что существующая трасса ВЛ-35 кВ проходит вдоль побережья, поэтому, учитывая высокую вероятность возникновения цунами на данной территории, трасса новой линии должна проходить на отдалении от существующей. Детальная камеральная проработка трассы ВЛ-35 кВ должна быть осуществлена на этапе проектирования.

Электроснабжение с. Лагунное

В настоящее время с. Лагунное часть потребителей питается от электрических сетей 6 кВ АО «Мобильные ГТЭС», а часть потребителей запитана от ДЭС с. Лагунное, мощностью 1,89 МВт. Для определения целесообразности строительства в данном районе электрических сетей 35 кВ, необходимо определить прогнозную нагрузку поселка:

- 1) По данным собственника станции ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО, максимальная нагрузка станции в 2021 г. составила 0,58 МВт;
- 2) По информации АО «Мобильные ГТЭС» максимальная нагрузка фидера, питающего потребителей с. Лагунное, в 2021 г. составила 0,93 МВт;
- 3) В соответствии с таблицей 4.2.2.1.1 увеличение мощности на этап до 2035 г. составляет 1,2 МВт (ТУ на ТП №46 РУЗКС ВВО) Данное значение приведены без учёта коэффициента совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности, принятого равным 0,54.

Следовательно, прогнозная нагрузка с. Лагунное составляет порядка 2,158 МВт. В существующей сети связь посёлка с электрическими сетями АО «Мобильные ГТЭС» осуществляется по ВЛ-6 кВ длиной 7,82 км, выполненной проводом СИП-3×120. На рисунке 4.2.5.1.2 представлена схема потокораспределения в электрической сети о. Кунашир на этап 2035 г. В данном режиме рассмотрено наложение прогнозных мощностей на существующие электрические сети 35 кВ (6 кВ приведено для участков, на которых рассматривается возможность перевода электрических сетей на напряжение 35 кВ).

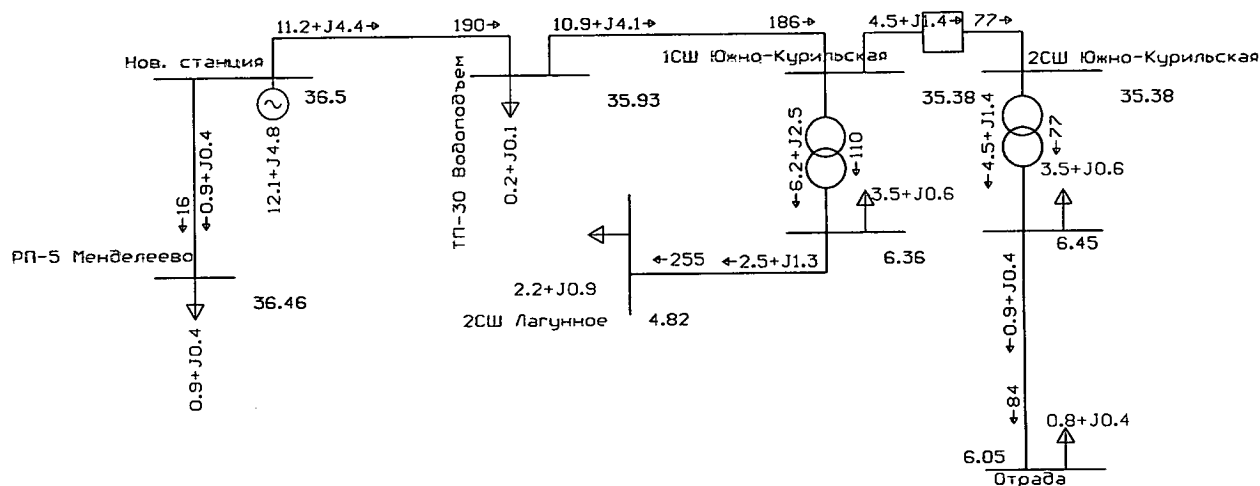


Рисунок 4.2.5.1.2. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума.

На основании данного расчёта можно сделать вывод о невозможности обеспечить электроснабжение с. Лагунное по сети 6 кВ в связи с недопустимым падением напряжения³⁷. Также следует отметить, что в данном режиме ток по ВЛ-6 кВ составляет 355 А, что превышает длительно допустимое значение, равное 340 А. Следовательно, для электроснабжения с. Лагунное необходимо сооружение ПС-35 кВ «Лагунное».

Электроснабжение с. Отрада

³⁷ Для сети 6 кВ аварийно допустимое значение напряжения составляет 4,62 кВ. Указанное значение рассчитано в соответствии с ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем»

В настоящее время с. Отрада питается от электрических сетей АО «Мобильные ГТЭС» по ВЛ-6 кВ протяженностью длиной 4,62 км, выполненной проводом СИП-3×120. Установленная мощность существующих потребителей с. Отрада составляет 0,466 МВт. В соответствии с перечнем ТУ на ТП прирост мощности в районе с. Отрада на этап до 2035 г. составляет 626,2 МВт (без учета коэффициента совмещения максимумов), таким образом, нагрузка с. Отрада на 2035 г. принята на уровне 0,8 МВт.

На рисунке 4.2.5.1.2 представлена схема потокораспределения в электрической сети о. Кунашир на этап 2035 г. с учётом прогнозных нагрузок. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального. Таким образом, в сети 6 кВ напряжение в нормальном режиме может изменяться от 5,4 кВ до 6,6 кВ, напряжение с. Отрада находится в допустимых пределах, строительство сетей 35 кВ для электроснабжения с. Отрада не требуется. В качестве мероприятий, направленных на увеличение напряжения электрически отдаленных потребителей может быть рассмотрено строительство второй ВЛ 6 кВ или установка устройств компенсации реактивной мощности (БСК).

1) Разработка вариантов строительства сетей о. Кунашир

При разработке вариантов строительства сетей 35 кВ о. Кунашир были учтены следующие факторы:

- Необходимость строительства второй линии 35 кВ от новой станции в сторону ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ;
- Необходимость строительства ПС «Лагунная» - 35/6 кВ в с. Лагунное и присоединения данной ПС к сети;
- Отсутствие необходимости усиления сети в районе с. Отрада.

С учётом данных факторов были разработаны 2 варианта строительства сетей 35 кВ: вариант 1 «кольцевой» (рисунок 4.2.5.1.3) и вариант 2 «радиальный» (рисунок 4.2.5.1.4).

Вариант 1 «Кольцевой»

1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС-35 кВ «Лагунное» протяженностью порядка 11 км;

2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 2×2,5,0 МВ*А;

3) Строительство ВЛ-35 кВ от ПС «Лагунное» - 35/6 кВ до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ протяженностью порядка 12 км;

4) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ.

Вариант 2 «Радиальный»

1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 16 км;

2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью $2 \times 2,5$ МВ*А;

3) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ.

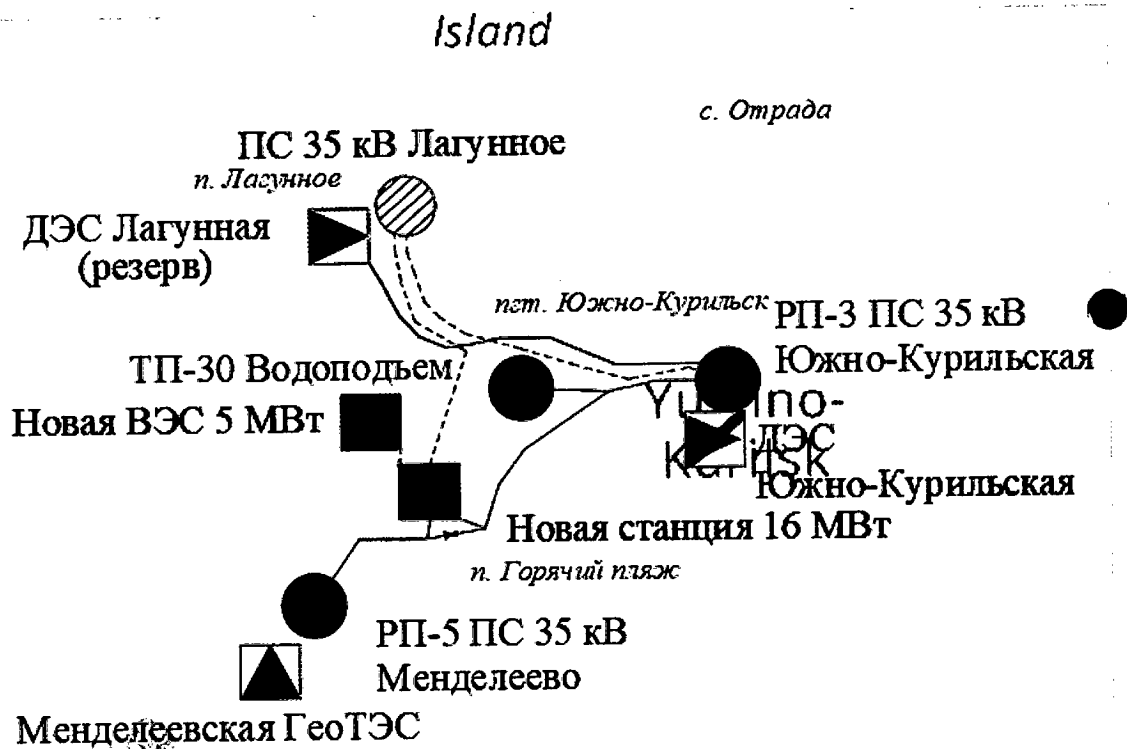


Рисунок 4.2.5.1.3. Вариант 1 строительства сетей 35 кВ «Кольцевой».

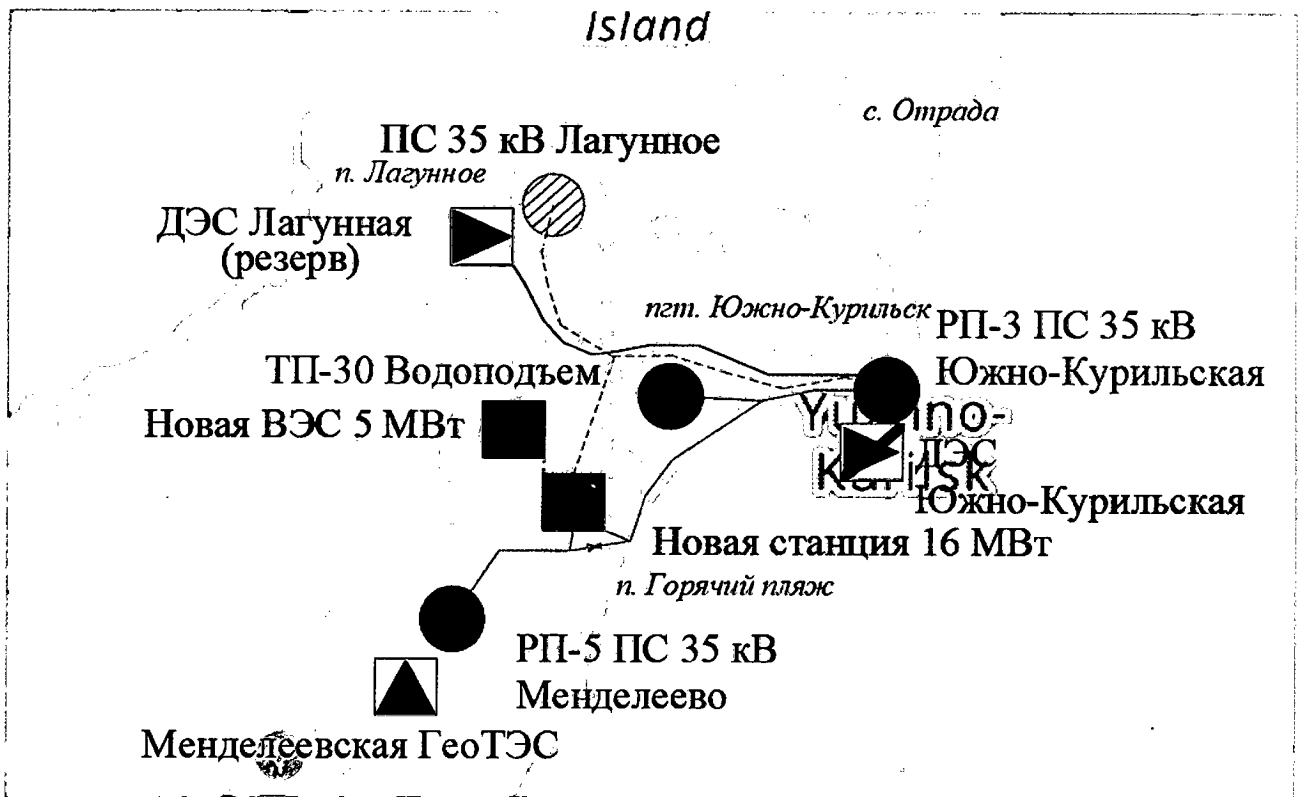


Рисунок 4.2.5.1.4. Вариант 2 строительства сетей 35 кВ «Радиальный».

Экономическое сравнение вариантов

Анализ укрупненной стоимости строительства для вариантов приведен в таблице 4.2.5.1.1.

Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства о. Кунашир (консервативный вариант)

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
Вариант 1 «Кольцевой»					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой электростанции до ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 11 км					
1	Строительство ВЛ-35-кВ, протяженностью 11 км (провод)	11	341	4 801	5 733
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 11 км (опоры)	11	1 335	18 797	22 446
3	СМР на строительство новой ВЛ	11	2 158	82 846	98 187
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	7 144	7 144	8 449
2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х2,5 МВ*А					
5	Установка выключателя 35 кВ	9 040	34 985	41 840	9 040
6	Установка трансформаторов	12 774	28614	34220	12 774
7	Постоянная часть затрат	31 011	56 130	67 128	31 011
8	ПИР	7 235	7 235	8 557	7 235
3) Строительство ВЛ-35 кВ от ПС «Лагунное» - 35/6 кВ до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ протяженностью порядка 12 км;					
9	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 12 км (провод)	12	341	5 238	6 255
10	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 12 км (опоры)	12	1335	20 506	24 486
11	СМР на строительство новой ВЛ	12	2158	90 377	107 114
12	ПИР на строительство новой ВЛ	1	8 017	8 017	9 482
4) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ					
13	Установка выключателя 35 кВ	2	9 040	23 323	27 893
14	ПИР	1	1 392	1 392	1 646
ИТОГО, без НДС				166 339	197 422
Вариант 2 «Радиальный»					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 16 км					
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 16 км (провод)	16	341	6 984	8 339
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 16 км (опоры)	16	1 335	27 341	32 648
3	СМР на строительство новой ВЛ	16	2 158	120 503	142 818
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	11 512	11 512	13 616
2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х2,5,0 МВ*А					
5	Установка выключателя 35 кВ	9 040	34 985	41 840	9 040

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
6	Установка трансформаторов	12 774	28614	34220	12 774
7	Постоянная часть затрат	31 011	56 130	67 128	31 011
8	ПИР	7 235	7 235	8 557	7 235
3) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ					
9	Установка выключателя 35 кВ	2	9 040	23 323	29 540
10	ПИР	1	1 392	1 392	27 893
				ИТОГО, без НДС	378 707

В случае, если будет принято решение о сохранении в резерве существующей ДЭС с.Лагунное или о возможности ввода графиков ГВО для перспективных потребителей то, как наиболее экономичный вариант строительства сетей следует применить вариант 2 «Радиальный».

В случае если оборудование ДЭС с. Лагунное будет выведено из эксплуатации, то рекомендуется вариант 1 «Кольцевой» с установкой 2-х трансформаторов на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ. Строительство объектов данного этапа может быть разбито на 2 этапа: выполнение 1-го этапа (строительство ВЛ-35 кВ и ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой одного трансформатора) должно быть приурочено к вводу в работу новой двухтопливной станции для обеспечения надёжности электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, выполнение 2-го этапа (установка второго трансформатора на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ) - в период вывода ДЭС с. Лагунное из эксплуатации.

Т.к. в настоящий момент не оснований для вывода ДЭС с. Лагунное из эксплуатации, то рекомендуется реализация варианта 2 «Радиальный» как наиболее экономически выгодного на основании сравнения, представленного в таблице 4.2.5.1.1.

Электроснабжение с. Головнино (консервативный вариант)

В соответствии с Техническим заданием в работе рассмотрена возможность развития межпоселковых связей для укрупнения энергорайонов.

Нагрузка энергорайона «Головнино» на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 1,01 МВт. Расстояние от ближайшего объекта (ПС «Менделеево» - 35/6 кВ) составляет порядка 44 км. В случае присоединения энергорайона к общей электрической сети, дизельное оборудование ВДЭС «Головнино» учитывается в качестве резервного.

На рисунке 4.2.5.1.5 приведена схема потокораспределения при выполнении строительства на напряжении 6 кВ. Данный расчёт показывает техническую невозможность реализации передачи данной мощности на данное расстояние по сети 6 кВ. Следовательно, для присоединения энергорайона «Головнино» необходимо строительство ПС «Головнино» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов 1×2,5 МВ*А и ВЛ-35 кВ от существующей ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до ПС «Головнино» - 35/6 кВ протяженностью около 44 км. Схема потокораспределения для данного варианта приведена на рисунке 4.2.5.1.6. Параметры режима находятся в допустимой области.

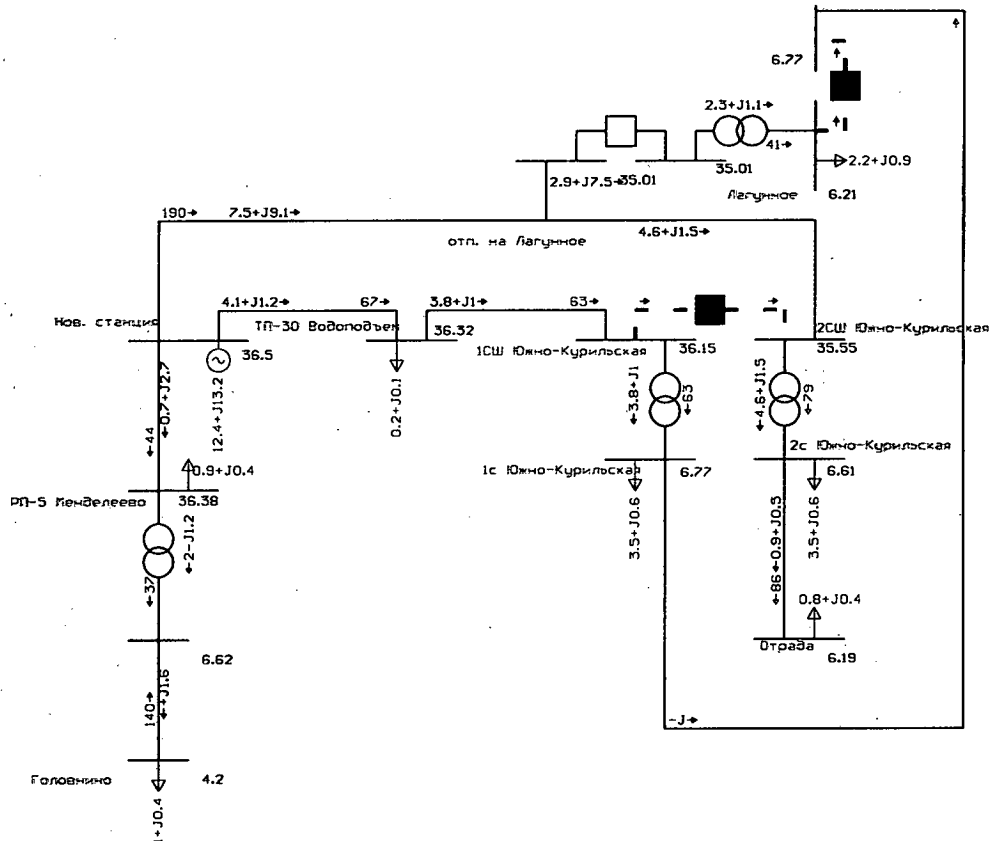


Рисунок 4.2.5.1.5. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума при присоединении энергорайона «Головнино» на напряжении 6 кВ. Расхождение режима (консервативный вариант)

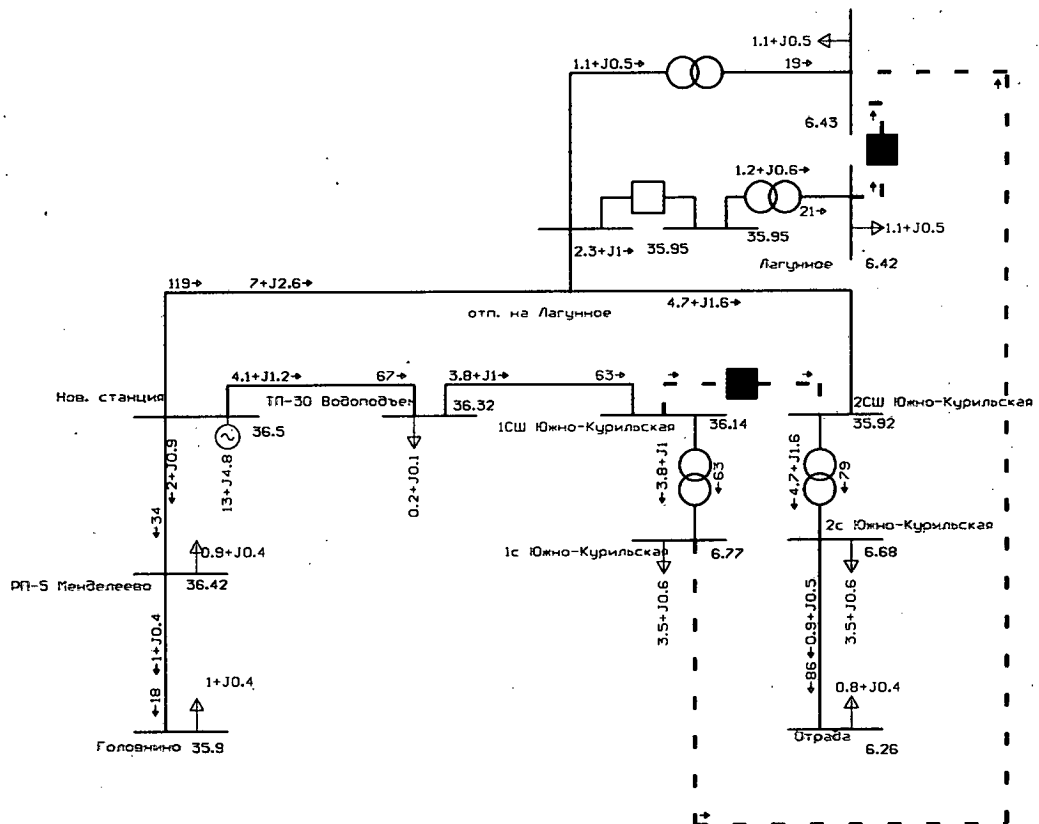


Рисунок 4.2.5.1.6. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума при присоединении энергорайона «Головнино» на напряжении 35 кВ (консервативный вариант)

В таблице 4.2.5.1.2 приведена укрупненная стоимость строительства сетей 35 кВ для присоединения энергорайона «Головнино». Следует отметить, что строительство автономных объектов генерации мощностью 600 кВт (ориентировочной стоимостью 96 000 тыс. рублей) и изолированная работа данного района с экономической точки зрения более выгодна. Решение о необходимости присоединения энергорайона должно приниматься с учётом особенностей эксплуатации, доставки топлива и возможности размещения генерирующих объектов вблизи с. Головнино. Таким образом, в рамках консервативного варианта развития присоединение энергорайона «Головнино» не предусматривается.

Таблица 4.2.5.1.2.

Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства для присоединения энергорайона «Головнино»

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до ПС «Головнино» - 35/6 кВ протяженностью порядка 44 км				452 387	536 943
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 44 км (провод)	44	341	19 205	22 933
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 44 км (опоры)	44	1 335	75 187	89 783
3	СМР на строительство новой ВЛ	44	2 158	331 382	392 750
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	26 612	26 612	31 476
2) Строительство ПС «Головнино» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 1×2,5 МВ*А				89 333	106 742
5	Установка выключателя 35 кВ	1	9 040	11 662	13 947
6	Установка трансформаторов	1	12 774	14 307	17 110
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
ИТОГО, без НДС				643 685	

Итоговая карта-схема с указанием предлагаемых к строительству электросетевых объектов 35 кВ о. Кунашир с перспективными объектами генерации приведена на рисунке 4.2.5.1.7.

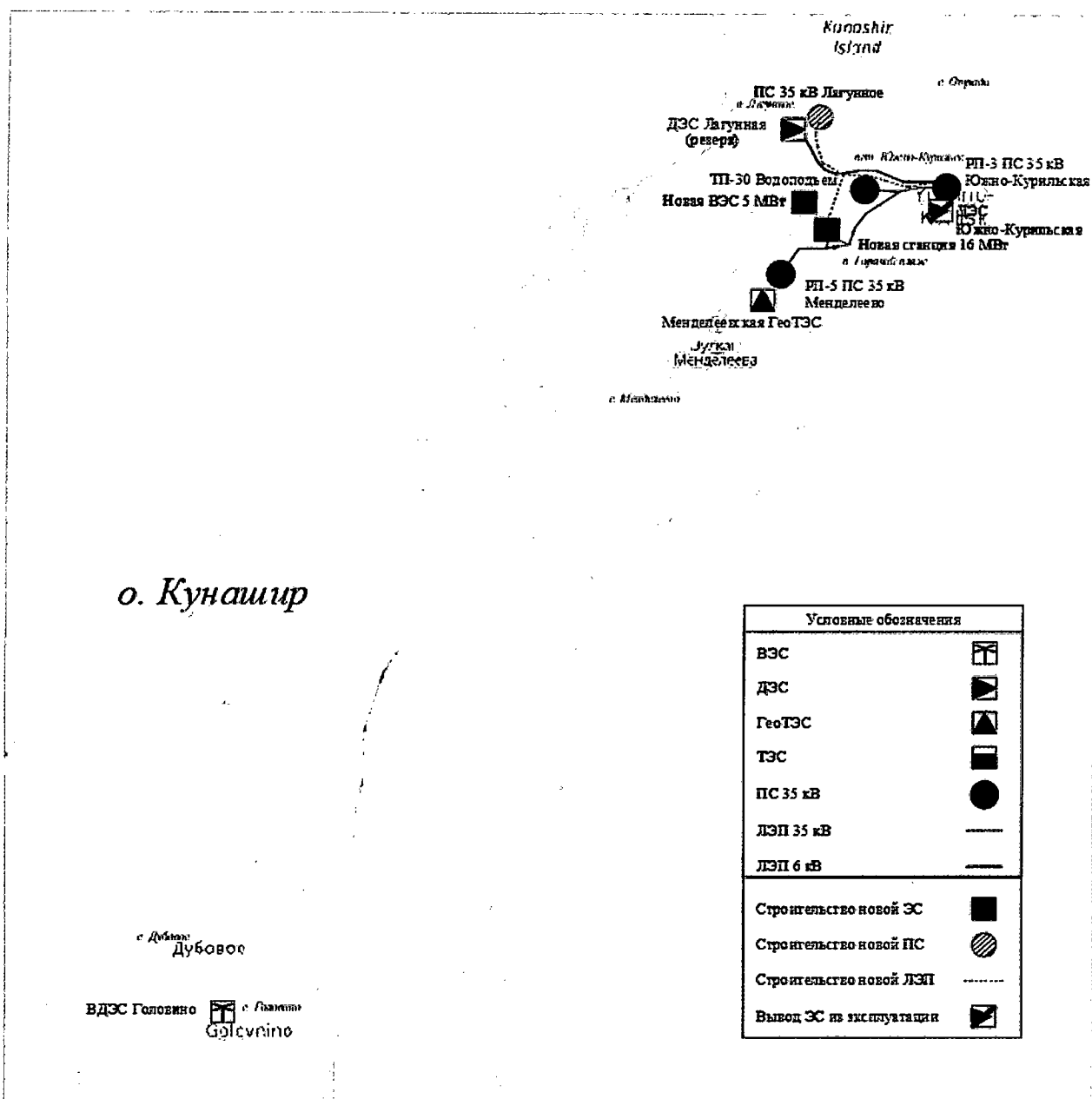


Рисунок 4.2.5.1.7. Предлагаемые к строительству сети 35 кВ о. Кунашир с перспективными объектами генерации (консервативный вариант развития)

4.2.5.2. Оптимистический вариант развития

Обеспечение выдачи мощности новых объектов генерации

В соответствии с разделом 4.2.3.2 на территории о. Кунашир предусматривается строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации равна 16 ± 10 % МВт, расположенной 2,5 – 3 км к северу с. Горячий Пляж. В связи с тем, что предполагаемая площадка для строительства станции расположена в непосредственной близости от существующей ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеево – ПС «Южно-Курильская»), присоединение станции рекомендуется осуществить путем «врезки» в данную ВЛ-35 кВ.

Следует отметить, что площадка для планируемой к строительству в соответствии с разделом 4.2.3.2 ВЭС будет располагаться в том же районе,

что и новой двухтопливной электростанции мощностью 16 МВт, поэтому рекомендуется осуществлять выдачу мощности ВЭС через общее РУ.

Данная схема присоединения приведена на рисунке 4.2.5.2.1.

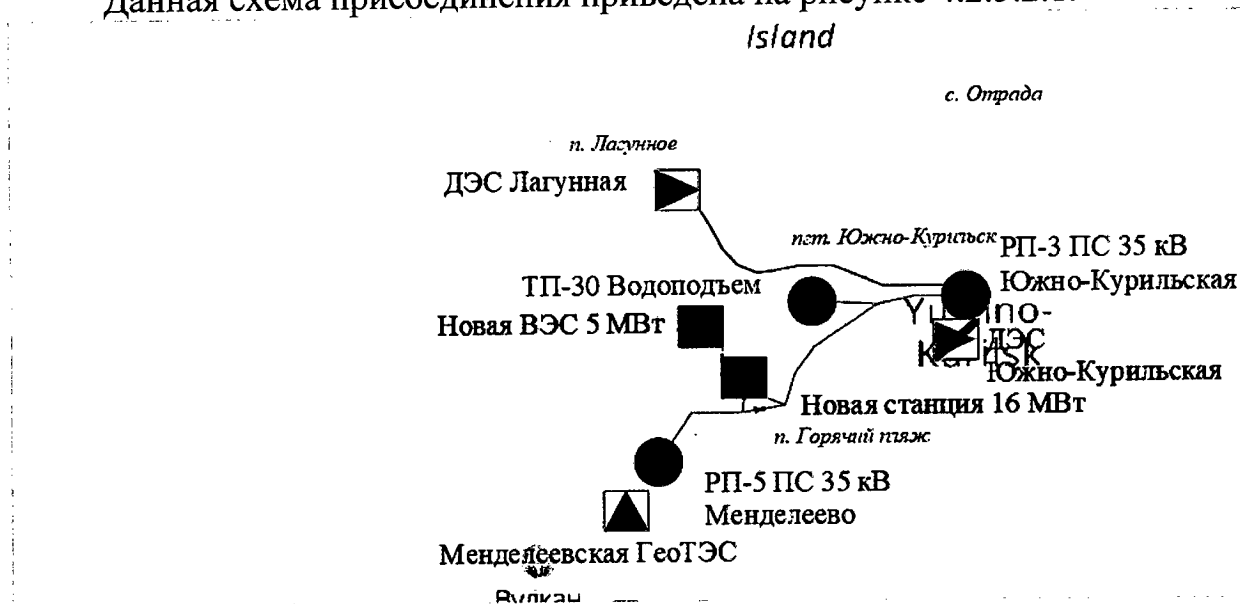


Рисунок 4.2.5.2.1. Присоединение объектов генерации.

Следует обратить внимание на то, что одновременно с вводом новых генерирующих мощностей планируется консервация ДЭС «Южно-Курильская». Следовательно, при данном варианте присоединения станции питание всех потребителей п.г.т. Южно-Курильск будет осуществляться по одной ВЛ-35 кВ, что недопустимо, т.к.:

- 1) при данном варианте присоединения возникает невозможность вывода в ремонт существующей ВЛ-35 кВ;
- 2) в случае аварийного отключения любого из участков существующей ВЛ 35 кВ будет прервано электроснабжение всех потребителей п.г.т. Южно-Курильск.

Поэтому для выдачи мощности новых станций необходимо строительство второй ВЛ-35 кВ по направлению к п.г.т. Южно-Курильск. Следует отметить, что существующая трасса ВЛ-35 кВ проходит вдоль побережья, поэтому, учитывая высокую вероятность возникновения цунами на данной территории, трасса новой линии должна проходить на отдалении от существующей. Детальная камеральная проработка трассы ВЛ-35 кВ должна быть осуществлена на этапе проектирования.

Электроснабжение с. Лагунное

В настоящее время с. Лагунное часть потребителей питается от электрических сетей 6 кВ АО «Мобильные ГТЭС», а часть потребителей запитана от ДЭС с. Лагунное, мощностью 1,89 МВт. Для определения целесообразности строительства в данном районе электрических сетей 35 кВ, необходимо определить прогнозную нагрузку поселка:

- 1) По данным собственника станции ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ВВО, максимальная нагрузка станции в 2021 г. составила 0,58 МВт;
- 2) По информации АО «Мобильные ГТЭС» максимальная нагрузка фидера, питающее потребителей с. Лагунное, в 2021 г. составила 0,93 МВт;
- 3) В соответствии с таблицей 4.2.2.2.1 увеличение мощности на этап до 2035 г. составляет 3,2 МВт (потребности объектов и соединений МО РФ). Данное значение приведены без учёта коэффициента совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности, принятого равным 0,54.

Следовательно, прогнозная нагрузка с. Лагунное составляет порядка 3,238 МВт. В существующей сети связь посёлка с электрическими сетями АО «Мобильные ГТЭС» осуществляется по ВЛ-6 кВ длиной 7,82 км, выполненной проводом СИП-3×120. На рисунке 4.2.5.3 представлена схема потокораспределения в электрической сети о. Кунашир на этап 2035 г. В данном режиме рассмотрено наложение прогнозных мощностей на существующие электрические сети 35 кВ (6 кВ приведено для участков, на которых рассматривается возможность перевода электрических сетей на напряжение 35 кВ).

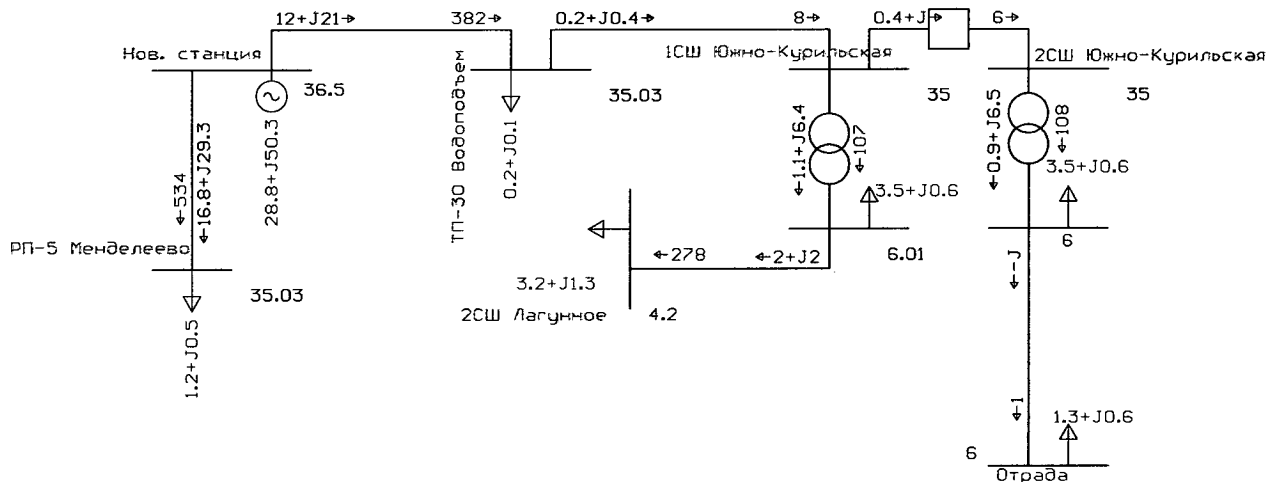


Рисунок 4.2.5.2.2. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума, расхождение режима (оптимистический вариант).

На основании данного расчёта можно сделать вывод о невозможности обеспечить электроснабжение с. Лагунное по сети 6 кВ в связи с недопустимым падением напряжения³⁸ и расхождением режима. Следовательно, для электроснабжения с. Лагунное необходимо сооружение ПС-35 кВ «Лагунное».

³⁸ Для сети 6 кВ аварийно допустимое значение напряжения составляет 4,62 кВ. Указанное значение рассчитано в соответствии с ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем»

Электроснабжение с. Отрада

В настоящее время с. Отрада питается от электрических сетей АО «Мобильные ГТЭС» по ВЛ-6 кВ протяженностью длиной 4,62 км, выполненной проводом СИП-3×120. Установленная мощность существующих потребителей с. Отрада составляет 0,466 МВт. На территории с. Отрада планируется реализация перспективных проектов (пункты 3, 5 таблицы 4.2.2.2.1), в соответствии с которыми прирост мощности составит около 1,7 МВт (без учёта коэффициента совмещения максимумов).

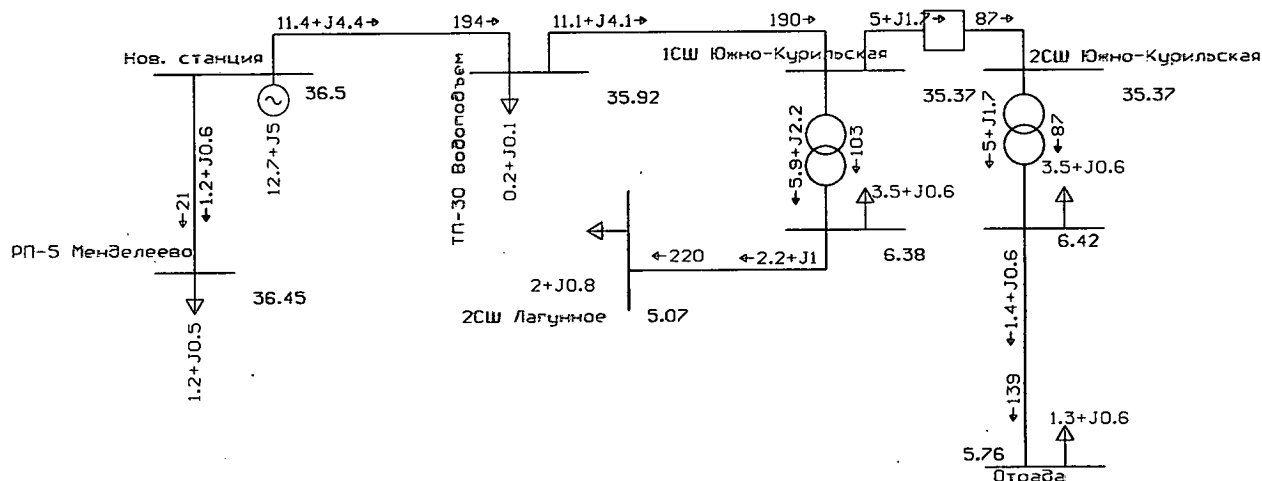


Рисунок 4.2.5.2.3. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума (оптимистический вариант).

На рисунке 4.2.5.2.3 представлена схема потокораспределения в электрической сети о. Кунашир на этап 2035 г. с учётом прогнозных нагрузок. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального. Таким образом, в сети 6 кВ напряжение в нормальном режиме может изменяться от 5,4 кВ до 6,6 кВ, напряжение с. Отрада находится в допустимых пределах, строительство сетей 35 кВ для электроснабжения с. Отрада не требуется. В качестве мероприятий, направленных на увеличение напряжения электрически отдаленных потребителей может быть рассмотрено строительство второй ВЛ 6 кВ или установка устройств компенсации реактивной мощности (БСК).

1) Варианты строительства сетей 35 кВ

При разработке вариантов строительства сетей 35 кВ о. Кунашир были учтены следующие факторы:

- Необходимость строительства второй линии 35 кВ от новой станции в сторону ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ;
- Необходимость строительства ПС «Лагунная» - 35/6 кВ в с. Лагунное и присоединения данной ПС к сети.

С учётом данных факторов были разработаны 2 варианта строительства сетей 35 кВ: вариант 1 «кольцевой» (рисунок 4.2.5.2.4) и вариант 2 «радиальный» (рисунок 4.2.5.2.5).

Вариант 1 «Кольцевой»

- 1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС-35 кВ «Лагунное» протяженностью порядка 11 км;
- 2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов на напряжение 35/6 кВ мощностью $2 \times 4,0$ МВ*А;
- 3) Строительство ВЛ-35 кВ от ПС «Лагунное» - 35/6 кВ до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ протяженностью порядка 12 км;
- 4) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ.

Вариант 2 «Радиальный»

- 1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 16 км;
- 2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью $2 \times 4,0$ МВ*А;
- 3) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ.

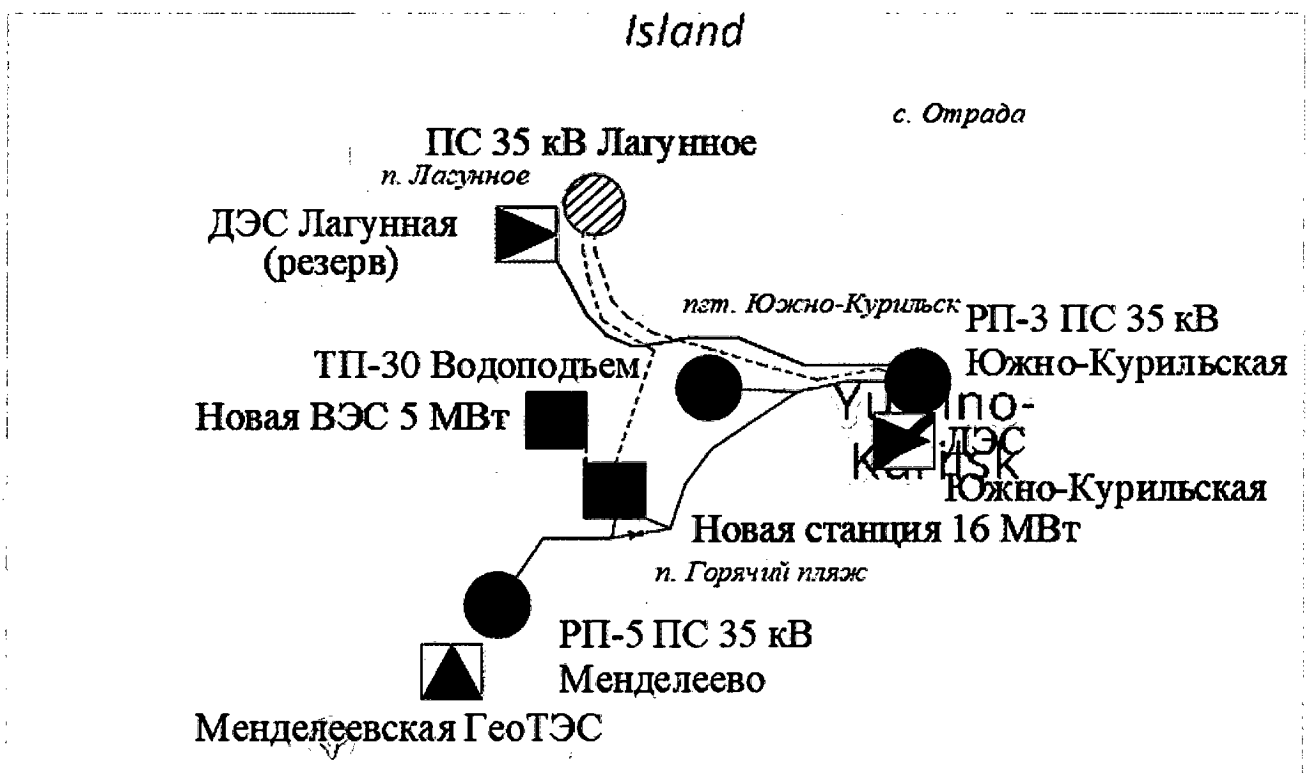


Рисунок 4.2.5.2.4. Вариант 1 строительства сетей 35 кВ «Кольцевой».

Island

с. Отрада

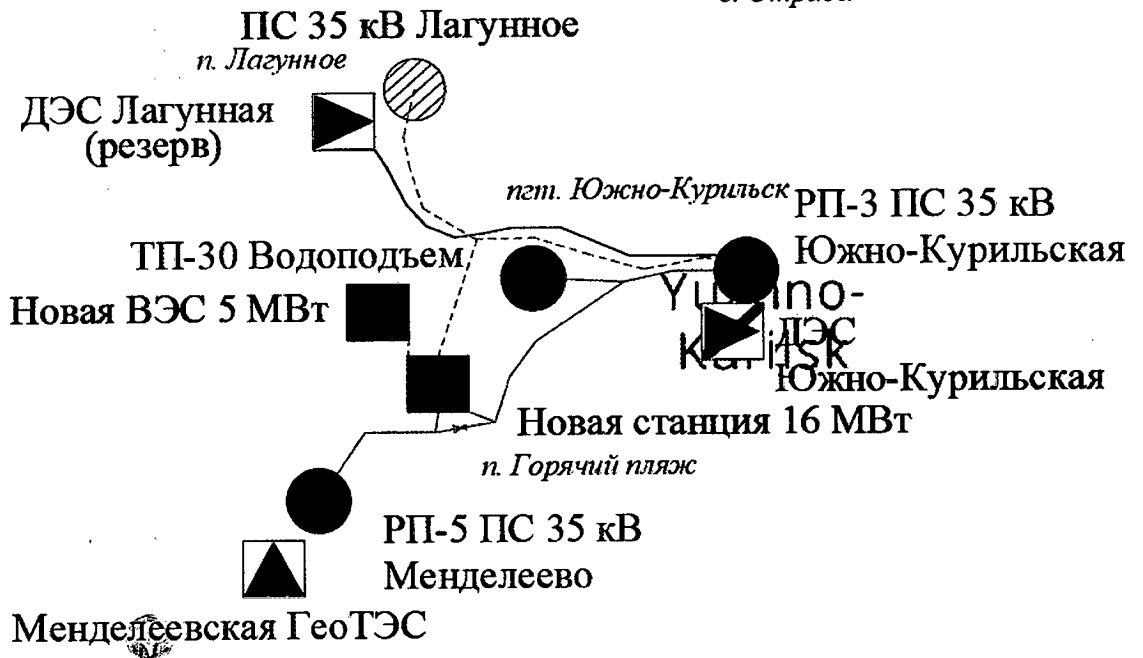


Рисунок 4.2.5.2.5. Вариант 2 строительства сетей 35 кВ «Радиальный».

1) Техническое сравнение вариантов

На рисунках 4.2.5.2.6 - 4.2.5.2.7 приведены схемы потокораспределения в нормальном режиме для каждого из вариантов. Параметры режимов находятся в допустимых пределах.

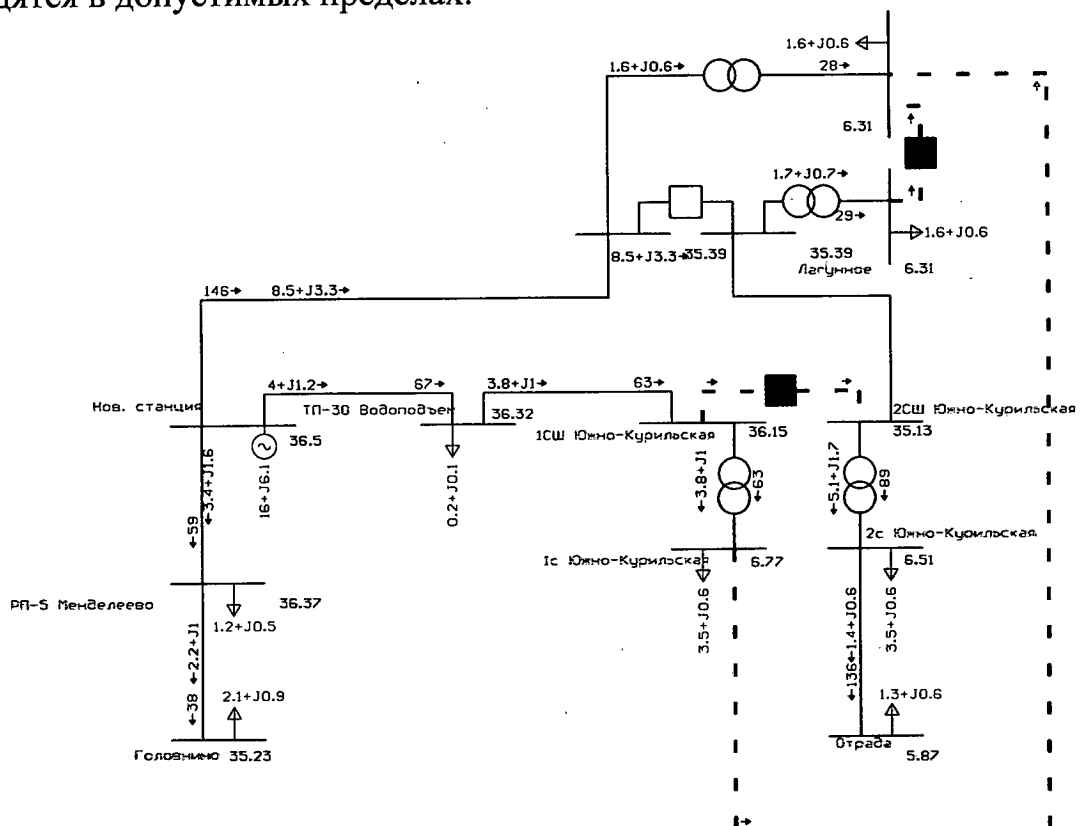


Рисунок 4.2.5.2.6. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума в нормальной схеме для варианта 1 «Кольцевой».

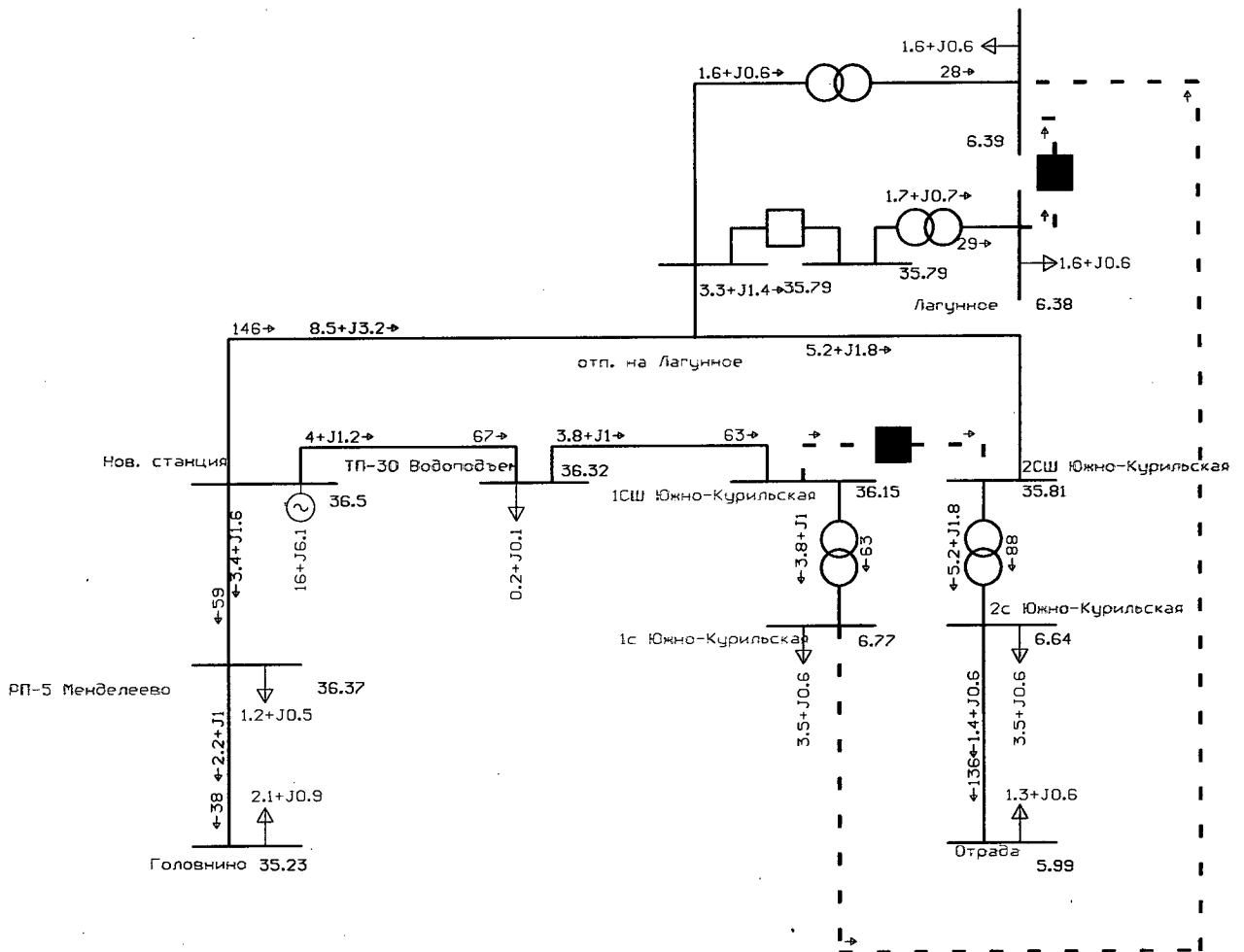


Рисунок 4.2.5.2.7. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума в нормальной схеме для варианта 2 «Радиальный».

Анализ режимов аварийных отключений воздушных линий 35 кВ для вариант 1 «кольцевой» не выявил выхода параметров режима за пределы допустимых значений.

При анализе режимов аварийных отключений воздушных линий 35 кВ для вариант 2 «радиальный» была выявлена схемно-режимная, при которой параметры режима выходят за допустимые пределы, а именно:

При аварийном отключении ВЛ-35 кВ от новой станции до существующей ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ теряется питание с. Лагунное. Существующая сеть 6 кВ позволяет перевести питание потребителей данного района на питание со стороны ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ. Но существующей пропускной способности сети 6 кВ недостаточно для осуществления перевода в полном объеме, в данном режиме наблюдается перегрузка ВЛ-6 кВ и снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения (рисунок 4.2.5.2.8). Для ввода параметров режима в допустимую область требуется ограничение электроснабжения потребителей в объеме 0,4 МВт (рисунок 4.2.5.2.9).

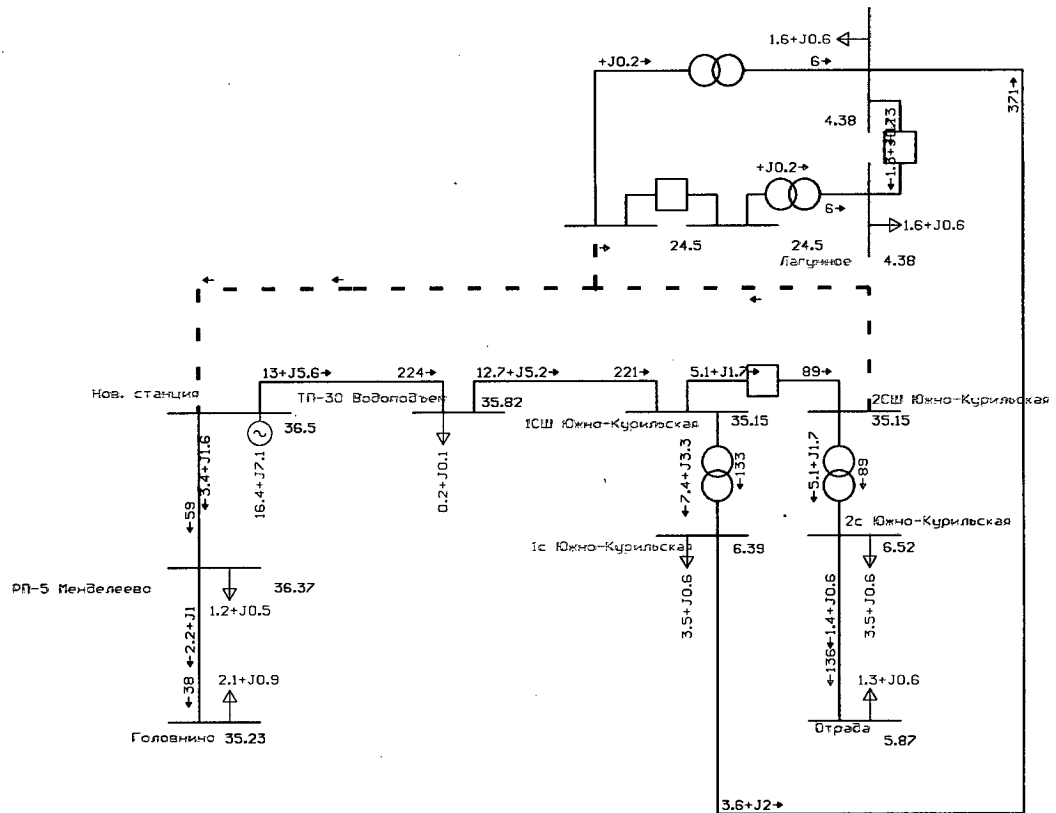


Рисунок 4.2.5.2.8. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума для варианта 2 «Радиальный» при аварийном отключении ВЛ-35 кВ. Недопустимое снижение напряжения в районе с. Лагунное.

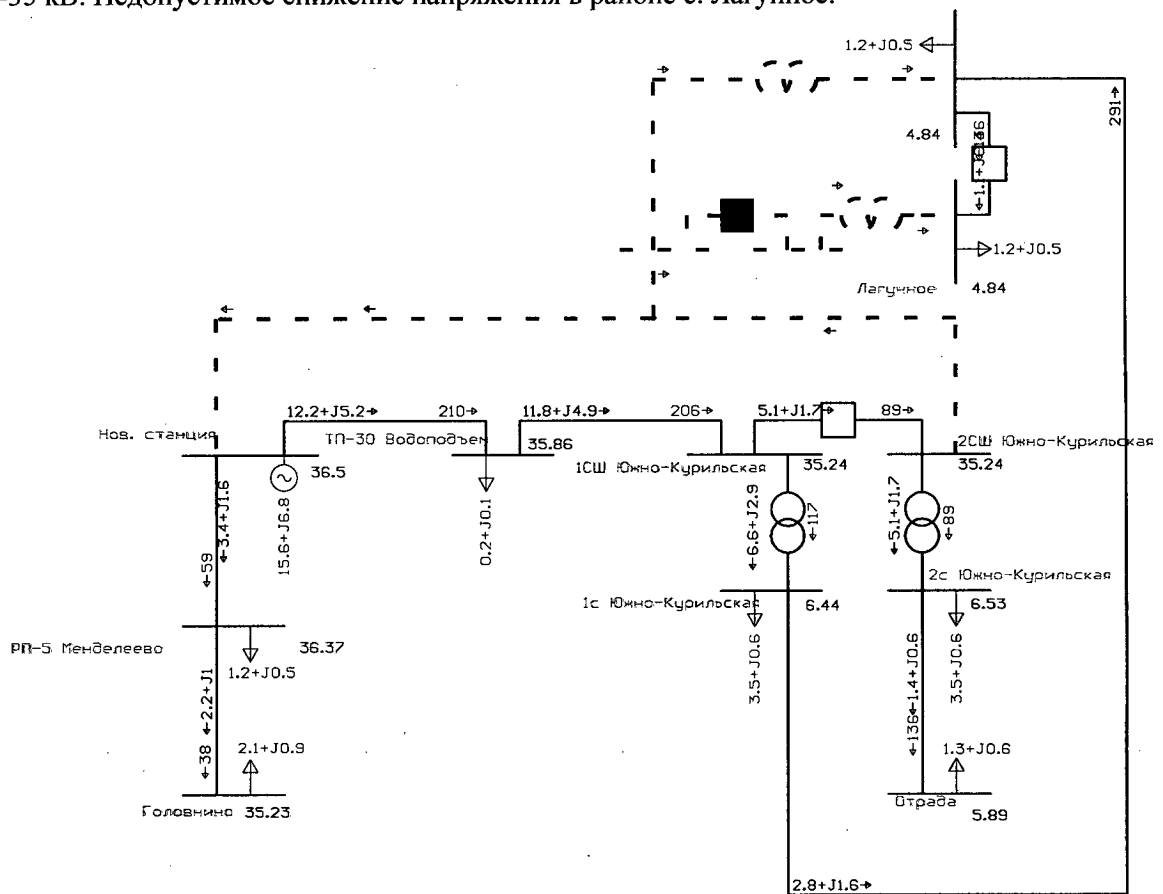


Рисунок 4.2.5.2.9. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума для варианта 2 «Радиальный» при аварийном отключении ВЛ-35 кВ. Отключение потребителей с. Лагунное.

2) Экономическое сравнение вариантов

Анализ укрупненной стоимости строительства для вариантов приведен в таблице 4.2.5.2.1.

Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства о. Кунашир

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
Вариант 1 «Кольцевой»					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой электростанции до ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 11 км					
1	Строительство ВЛ-35-кВ, протяженностью 11 км (провод)	11	341	4 801	134 816
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 11 км (опоры)	11	1 335	18 797	22 446
3	СМР на строительство новой ВЛ	11	2 158	82 846	98 187
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	7 144	7 144	8 449
2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2×4,0 МВ*А					
5	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	34 985	41 840
6	Установка трансформаторов	2	12 906	28 909	34 574
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
3) Строительство ВЛ-35 кВ от ПС «Лагунное» - 35/6 кВ до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ протяженностью порядка 12 км;					
9	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 12 км (провод)	12	341	5 238	6 255
10	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 12 км (опоры)	12	1 335	20 506	24 486
11	СМР на строительство новой ВЛ	12	2 158	90 377	107 114
12	ПИР на строительство новой ВЛ	1	8 017	8 017	9 482
4) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ					
13	Установка выключателя 35 кВ	2	9 040	23 323	27 893
14	ПИР	1	1 392	1 392	1 646
ИТОГО, без НДС				124 138	147 337
Вариант 2 «Радиальный»					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ протяженностью порядка 16 км					
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 16 км (провод)	16	341	6 984	8 339
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 16 км (опоры)	16	1 335	27 341	32 648
3	СМР на строительство новой ВЛ	16	2 158	120 503	142 818
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	11 512	11 512	13 616
2) Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2×4,0 МВ*А					
5	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	34 985	41 840
6	Установка трансформаторов	2	12 906	28 909	34 574
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
Итого				166 339	197 422

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
3) Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ					
9	Установка выключателя 35 кВ	2	9 040	24 715	29 540
10	ПИР	1	1 392	23 323	27 893
ИТОГО, без НДС				1 392	1 646
ИТОГО, без НДС				379 060	

На выбор варианта строительства сетей 35 кВ на о. Кунашир влияет требуемая надёжность энергообеспечения потребителей с. Лагунное. Сравнение вариантов строительства с выделением условий реализации и факторов надёжности приведено в таблице 4.2.5.2.2.

Таблица 4.2.5.2.2.

Сравнение вариантов

Вариант	Укрупненная стоимость в ценах на 2021 г.		Электроснабжение при аварийном отключении элемента в сети 35 кВ		Возможность реализации
	тыс. руб.	%	Отключаемый элемент	Ограничения	
Вариант 1 «Кольцевой»	463 791	139%	Нарушение электроснабжения потребителей не происходит		Возможность вывода существующей ДЭС с. Лагунное из эксплуатации»
Вариант 2 «Радиальный»	333 880	100%	Т-1 ПС 35 кВ Лагунное, ВЛ от новой станции до ПС 35 кВ Южно-Курильская с отпайкой на ПС 35 кВ Лагунное	Требуется ограничение потребителей в объеме 0,4 МВт (или использование резервной ДЭС)	1) Перевод ДЭС с. Лагунное в резерв; 2) Наличие возможности ограничивать потребителей в послеаварийном режиме в объёме не менее 0,4 МВт (ввод графиков ГВО).

В случае, если будет принято решение о сохранении в резерве существующей ДЭС с.Лагунное или о возможности ввода графиков ГВО для перспективных потребителей то, как наиболее экономичный вариант строительства сетей следует применить вариант 2 «Радиальный».

В случае если оборудование ДЭС с. Лагунное будет выведено из эксплуатации, то рекомендуется вариант 1 «Кольцевой» с установкой 2-х трансформаторов на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ. Строительство объектов данного этапа может быть разбито на 2 этапа: выполнение 1-го этапа (строительство ВЛ-35 кВ и ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой одного трансформатора) должно быть приурочено к вводу в работу новой двухтопливной станции для обеспечения надёжности электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, выполнение 2-го этапа (установка второго трансформатора на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ) - в период вывода ДЭС с. Лагунное из эксплуатации.

Т.к. в настоящий момент не оснований для вывода ДЭС с. Лагунное из эксплуатации, то рекомендуется реализация варианта 2 «Радиальный» как наиболее экономически выгодного на основании сравнения, представленного в таблице 4.2.5.2.1.

Электроснабжение с. Головнино

В соответствии с Техническим заданием в работе рассмотрена возможность развития межпоселковых связей для укрупнения энергорайонов.

Нагрузка энергорайона «Головнино» на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 2,11 МВт. Расстояние от ближайшего объекта (ПС «Менделеево» - 35/6 кВ) составляет порядка 44 км. В случае присоединения энергорайона к общей электрической сети, дизельное оборудование ВДЭС «Головнино» учитывается в качестве резервного.

На рисунке 4.2.5.2.10 приведена схема потокораспределения при выполнении строительства на напряжении 6 кВ. Данный расчёт показывает техническую невозможность реализации передачи данной мощности на данное расстояние по сети 6 кВ. Следовательно, для присоединения энергорайона «Головнино» необходимо строительство ПС «Головнино» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов $1 \times 2,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и ВЛ-35 кВ от существующей ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до ПС «Головнино» - 35/6 кВ протяженностью около 44 км. Схема потокораспределения для данного варианта приведена на рисунке 4.2.5.2.11. Параметры режима находятся в допустимой области.

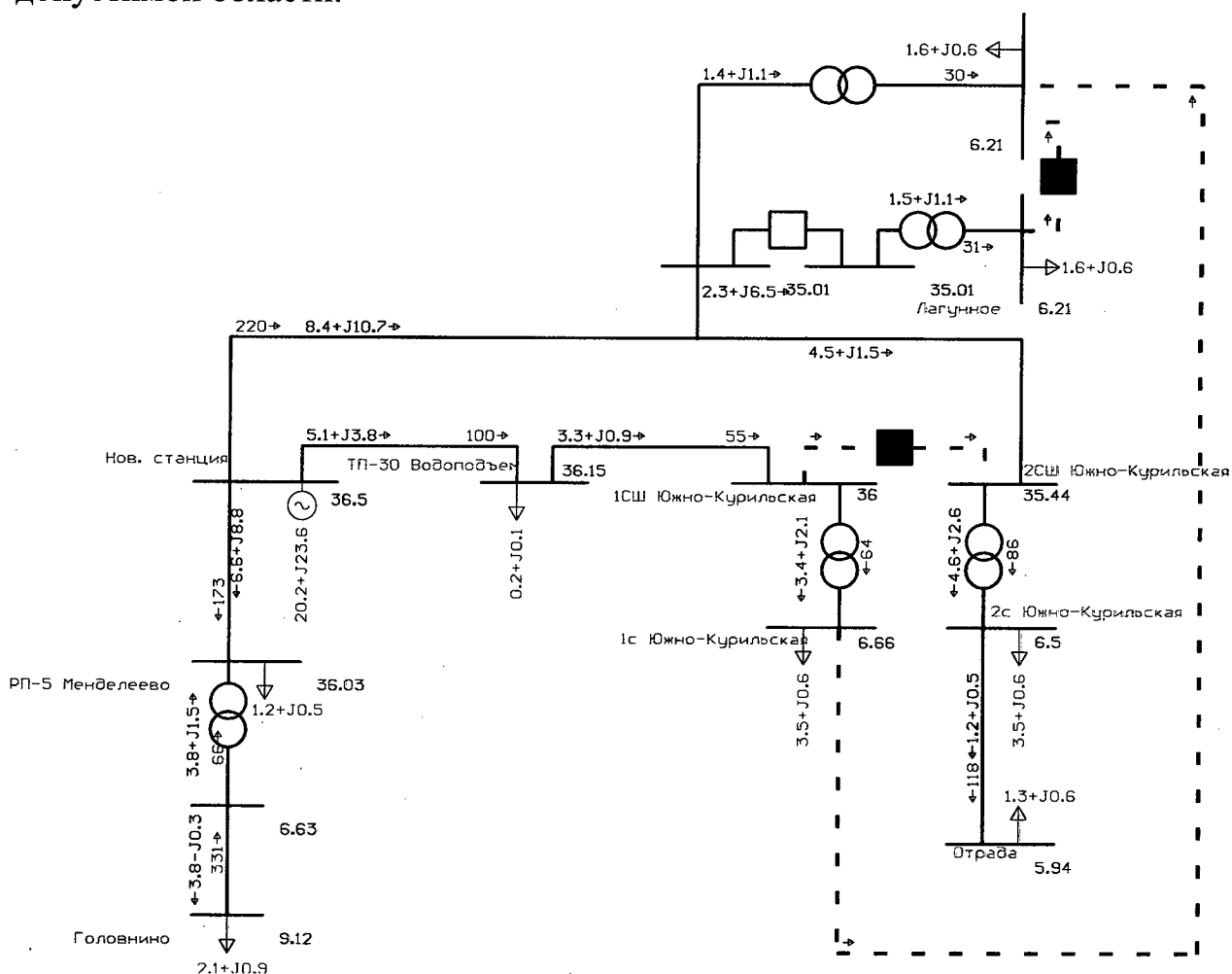


Рисунок 4.2.5.2.10. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума при присоединении энергорайона «Головнино» на напряжении 6 кВ. Расхождение режима.

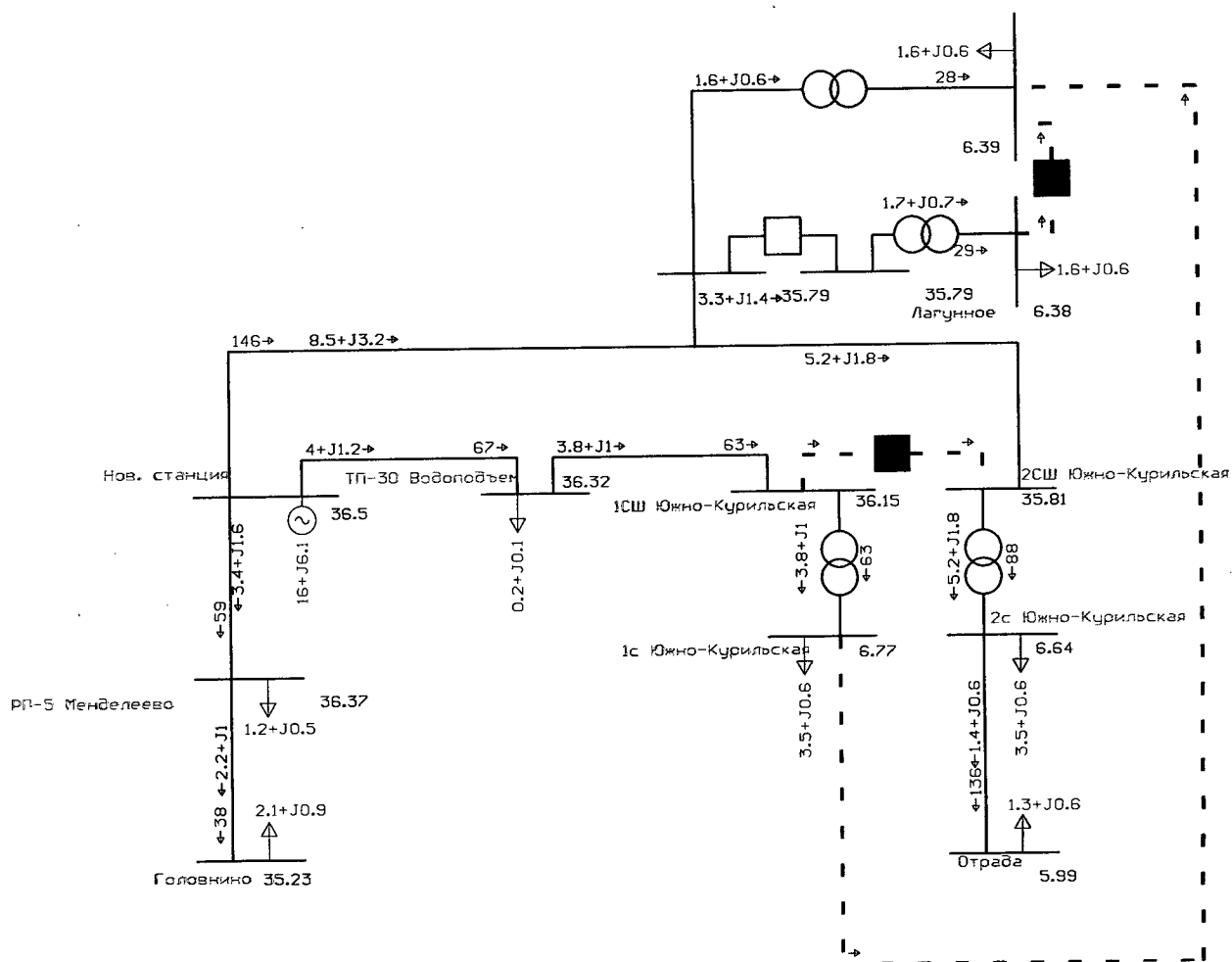


Рисунок 4.2.5.2.11. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Кунашир на этап 2035 г. в режиме зимнего максимума при присоединении энергорайона «Головнино» на напряжении 35 кВ.

В таблице 4.2.5.2.3 приведена укрупненная стоимость строительства сетей 35 кВ для присоединения энергорайона «Головнино». Следует отметить, что строительство автономных объектов генерации и изолированная работа данного района с экономической точки зрения более выгодна. Решение о необходимости присоединения энергорайона должно приниматься с учётом особенностей эксплуатации, доставки топлива и возможности размещения генерирующих объектов вблизи с. Головнино. В настоящий момент на ВДЭС «Головнино» имеется проблема с резким изменением частоты в энергосистеме при изменении потока активной мощности. При резком изменении характеристик ветровых ресурсов (уровень турбулентности, скорость, плотность воздуха и др.) наблюдается резкое изменение частоты в энергосистеме, что вызывает срабатывание защит, действующих на отключение ВЭУ. Объединение энергорайонов о. Кунашир позволит устранить данную проблему.

**Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства для
присоединения энергорайона «Головнино»**

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
1) Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до ПС «Головнино» - 35/6 кВ протяженностью порядка 44 км				452 387	536 943
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 44 км (провод)	44	341	19 205	22 933
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 44 км (опоры)	44	1 335	75 187	89 783
3	СМР на строительство новой ВЛ	44	2 158	331 382	392 750
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	26 612	26 612	31 476
2) Строительство ПС «Головнино» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 1×2,5 МВ*А				89 333	106 742
5	Установка выключателя 35 кВ	1	9 040	11 662	13 947
6	Установка трансформаторов	1	12 774	14 307	17 110
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
ИТОГО, без НДС				643 685	

ПС-35 кВ «Аэропорт»

Трасса предполагаемой ВЛ-35 кВ от ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до ПС «Головнино» - 35/6 кВ проходит через социально значимый объект – аэропорт «Менделеево», расположенный в районе с. Менделеево. В связи с этим, с целью увеличения надёжности электроснабжения данного объекта может быть рассмотрено строительство ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ.

Также следует отметить, что в соответствии с перечнем поручений первого заместителя Губернатора – руководителя администрации Губернатора и Правительства Сахалинской области от 04.12.2020 № 1.9-ПП-15/20 (п. 5) необходимо проработать вопрос электрофикации дачных участков в районе бывшего с. Третьяково и в районе 13-го км автодороги п.г.т. Южно-Курильск – с. Головнино. По предварительной оценке, мощность, необходимая для присоединения данных объектов, составляет около 3,4 МВт, расстояние – около 16,9 км. Передача по сети 6 кВ данной мощности на указанное расстояние является нецелесообразной.

В целях решения данных вопросов может быть рассмотрено строительство ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ, присоединяемой по схеме «заход-выход» к перспективной ВЛ-35 кВ ПС «Менделеево» – ПС «Головнино». Карта-схема данного варианта приведена на рисунке 4.2.5.2.12.

В связи с отсутствием в настоящий момент заявки от потребителя КП «Аэропорты Курильских островов» на повышения категории надёжности, а также отсутствии подтверждения информации о планах по электрификации дачных товариществ с уточнением требуемой мощности, строительство данной ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ не входит итоговые рекомендации по развитию электрических сетей о. Кунашир. Рекомендуются рассмотреть

вопрос целесообразности указанного строительства в период проектирования ВЛ-35 кВ ПС «Менделеево» – ПС «Головнино».

Итоговая карта-схема с указанием предлагаемых к строительству электросетевых объектов 35 кВ о. Кунашир с перспективными объектами генерации приведена на рисунке 4.2.5.2.13.

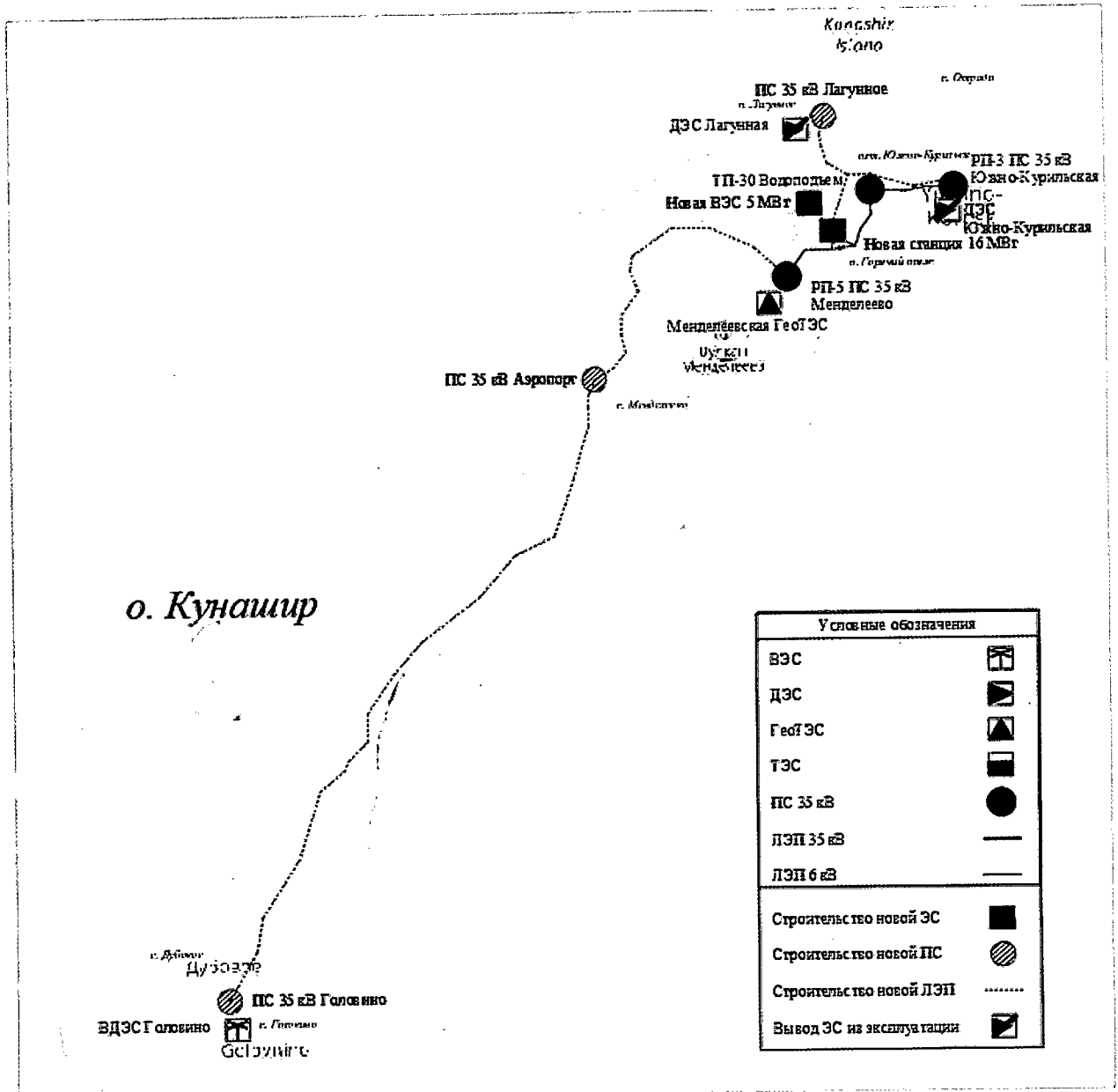


Рисунок 4.2.5.2.12. Строительство ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ.

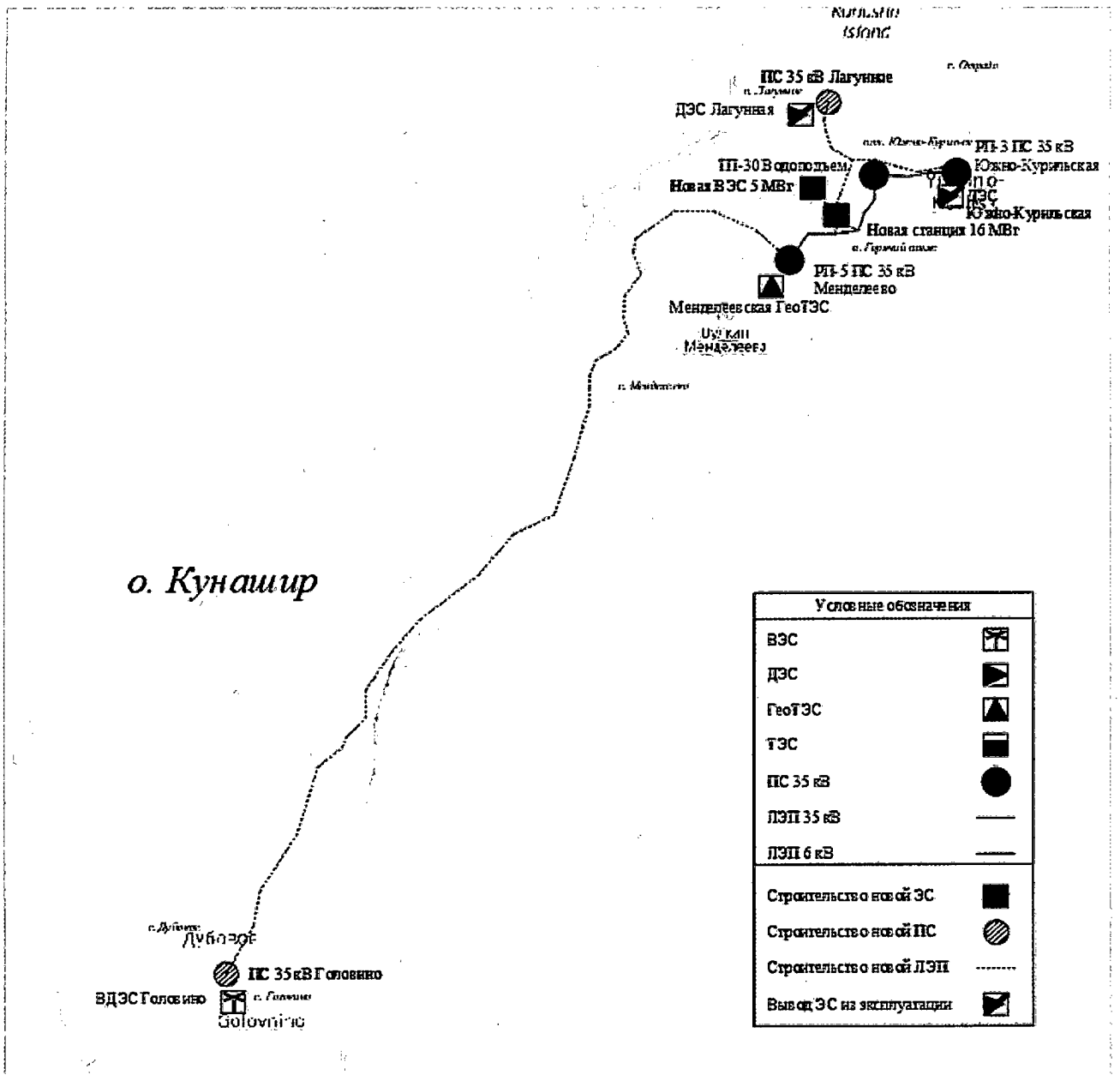


Рисунок 4.2.5.2.13. Предлагаемые к строительству сети 35 кВ о. Кунашир с перспективными объектами генерации

4.2.6. Прогнозные балансы электроэнергии и мощности

4.2.6.1. Консервативный вариант развития

В таблицах 4.2.6.1.1 - 4.2.6.1.4 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки для «Южно-Курильского энергорайона» и энергорайона «Головнино» для консервативного варианта развития.

Таблица 4.2.6.1.1.

**Прогнозный баланс электрической мощности «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	23,125	25,125	25,125	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	13,835	15,835	15,835	Консервация				
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
<i>ДЭС с.Лагунное</i>	1,89	1,89	1,89	Резерв				
<i>Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации</i>	-	-	-	16	16	16	16	16
<i>ВЭС</i>	-	-	-	4	4	4	4	4
Располагаемая мощность станций, МВт	11,31	12,769	12,769	17,7	23,4	23,4	23,4	23,4
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	7,72	9,179	9,179	Консервация				
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»</i>	1,7	1,7	1,7	1,7	7,4	7,4	7,4	7,4
<i>ДЭС с. Лагунное</i>	1,89	1,89	1,89	Резерв				
<i>Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации</i>	-	-	-	16	16	16	16	16
<i>ВЭС</i>	-	-	-	0	0	0	0	0
Максимум потребления, МВт	7,96	9,74	10,35	11,44	11,91	11,93	11,98	12,02
Нормативный резерв мощности, МВт	2,7	2,7	2,7	4	9,4	9,4	9,4	9,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	10,66	12,44	13,05	15,44	21,31	21,33	21,38	21,42
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,65	0,33	-0,28	2,26	2,09	2,07	2,02	1,98

Таблица 4.2.6.1.2.

**Прогнозный баланс электрической энергии «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	41,78	51,12	54,31	60,04	62,53	62,62	62,86	63,09
Выработка электрической энергии	41,78	51,12	54,31	60,04	62,53	62,62	62,86	63,09
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС «Южно-Курильская»</i>	36,51	34,94	37,08	Консервация				
<i>«Менделеевская ГеоТЭС»³⁹</i>	2,97	13,65	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
<i>ДЭС с.Лагунное</i>	2,3	2,53	2,53	резерв				
<i>Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации</i>	-	-	-	32,54	35,03	35,12	35,36	35,59
<i>ВЭС</i>	-	-	-	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8

³⁹ Выработка до 2024 г. включительно приведена по данным собственника

Таблица 4.2.6.1.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Головнино» на период 2022 - 2035 г.г.
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	3,285	3,285
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	3,285	3,285
Располагаемая мощность станций, МВт	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,835	2,835
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,835	2,835
Максимум потребления, МВт	0,63	0,83	0,95	0,95	0,96	0,96	0,99	1,01
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,66	1,85	2,75	2,75	2,76	2,76	2,79	2,81
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,42	-0,62	-0,51	-0,52	-0,52	-0,53	0,05	0,02

Таблица 4.2.6.1.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Головнино» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(консервативный вариант)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	2,74	3,59	4,12	4,14	4,16	4,19	4,29	4,40
Выработка электрической энергии	2,74	3,59	4,12	4,14	4,16	4,19	4,29	4,40
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	2,74	3,59	4,12	4,14	4,16	4,19	4,29	4,40

4.2.6.2. Оптимистический вариант развития

Объединение энергорайонов

В таблицах 4.2.6.2.1 - 4.2.6.2.4 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки для «Южно-Курильского энергорайона» и энергорайона «Головнино». В период с 2030 г. учтено объединение всех энергорайонов острова.

Таблица 4.2.6.2.1.

**Прогнозный баланс электрической мощности «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	23,125	25,125	27,125	28,4	28,4	28,4	31,085	31,085
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	13,835	15,835	17,835	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с.Лагунное	1,89	1,89	1,89	Резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	-	16	16	16	16	16
ВЭС	-	-	-	5	5	5	5	5
ВДЭС «Головнино»	-	-	-	-	-	-	2,685	2,685
Располагаемая мощность станций, МВт	11,31	12,769	14,769	17,7	23,4	23,4	25,635	25,635
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	7,72	9,179	11,179	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС»	1,7	1,7	1,7	1,7	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с. Лагунное	1,89	1,89	1,89	Резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	-	16	16	16	16	16
ВЭС	-	-	-	0	0	0	0	0
ВДЭС «Головнино»	-	-	-	-	-	-	2,235	2,235
Максимум потребления, МВт	7,96	8,32	11,06	12,32	12,51	12,69	15,69	15,97
Нормативный резерв мощности, МВт	2,7	2,7	2,7	4	9,4	9,4	9,4	9,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	10,66	11,02	13,76	16,32	21,91	22,09	25,09	25,37
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,65	1,749	1,009	1,38	1,49	1,31	0,545	0,265

Таблица 4.2.6.2.2.

**Прогнозный баланс электрической энергии «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. (оптимистический вариант,
объединение энергорайонов), млн. кВт*ч**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	41,78	43,7	49,0	55,8	64,7	66,7	83,2	90,5
Выработка электрической энергии	41,78	43,7	49,0	55,8	64,7	66,7	83,2	90,5
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	36,51	27,52	22,17	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС» ⁴⁰	2,97	13,65	14,70	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ДЭС с.Лагунное	2,3	2,53	2,53	резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	8,6	32,40	45,00	45,00	52,24	52,74

⁴⁰ Выработка до 2024 г. включительно приведена по данным собственника

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ВЭС	-	-	1,0	8,70	5,00	7,00	13,20	20,00
ВДЭС «Головнино» ⁴¹	-	-	-	-	-	-	3,06	3,065

Таблица 4.2.6.2.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона
«Головнино» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, объединение энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	Присоединение к «Южно-Курильскому энергорайону», начиная с 2028 г.	
<i>в т.ч.:</i>								
ВДЭС «Головнино»	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685		
Располагаемая мощность станций, МВт	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235		
<i>в т.ч.:</i>								
ВДЭС «Головнино»	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235		
Максимум потребления, МВт	0,63	0,66	0,72	0,78	0,84	1,55		
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,8	1,8	1,8	1,8		
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,655	1,685	2,52	2,58	2,64	3,35		
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,42	-0,45	-0,285	-0,345	-0,405	-1,115		

Таблица 4.2.6.2.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Головнино»
на период 2022 - 2035 г.г. (оптимистический вариант, объединение
энергорайонов), млн. кВт*ч**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3	Присоединение к «Южно-Курильскому энергорайону» начиная с 2028 г.	
Выработка электрической энергии	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3		
<i>в т.ч.:</i>								
ВДЭС «Головнино»	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3		

Без объединения энергорайонов

В таблицах 4.2.6.2.5 - 4.2.6.2.8 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства (при наличии) и ввода перспективной нагрузки для «Южно-Курильского энергорайона» и энергорайона «Головнино» для оптимистического варианта развития без учета объединения энергорайонов⁴².

⁴¹ Выработка принята по данным собственника

⁴² В работе предусматривается оптимистический вариант развития с учетом и без учета объединения энергорайонов, т. к. основным фактором, влияющим на выбор решения является экологическая стратегия

Таблица 4.2.6.2.5.

**Прогнозный баланс электрической мощности «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	23,125	25,125	27,125	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	13,835	15,835	17,835	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с.Лагунное	1,89	1,89	1,89	Резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	-	16	16	16	16	16
ВЭС	-	-	-	5	5	5	5	5
Располагаемая мощность станций, МВт	11,31	12,769	14,769	17,7	23,4	23,4	23,4	23,4
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	7,72	9,179	11,179	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС»	1,7	1,7	1,7	1,7	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС с. Лагунное	1,89	1,89	1,89	Резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	-	16	16	16	16	16
ВЭС	-	-	-	0	0	0	0	0
Максимум потребления, МВт	7,96	8,32	11,06	12,32	12,51	12,69	13,69	13,86
Нормативный резерв мощности, МВт	2,7	2,7	2,7	4	9,4	9,4	9,4	9,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	10,66	11,02	13,76	16,32	21,91	22,09	23,09	23,26
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	0,65	1,749	1,009	1,38	1,49	1,31	0,31	0,14

Таблица 4.2.6.2.6.

**Прогнозный баланс электрической энергии «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	41,78	43,7	49,0	55,8	64,7	66,7	75,1	81,9
Выработка электрической энергии	41,78	43,7	49,0	55,8	64,7	66,7	75,1	81,9
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Южно-Курильская»	36,51	27,52	22,17	Консервация				
«Менделеевская ГеоТЭС» ⁴³	2,97	13,65	14,70	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ДЭС с.Лагунное	2,3	2,53	2,53	резерв				
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	-	-	8,6	32,40	45,00	45,00	47,20	47,20
ВЭС	-	-	1,0	8,70	5,00	7,00	13,20	20,00

⁴³ Выработка до 2024 г. включительно приведена по данным собственника

Таблица 4.2.6.2.7.

**Прогнозный баланс электрической мощности
энергорайона «Головнино» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	4,36	4,36
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	1,685	1,685	2,685	2,685	2,685	2,685	4,36	4,36
Располагаемая мощность станций, МВт	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	3,91	3,91
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	1,235	1,235	2,235	2,235	2,235	2,235	3,91	3,91
Максимум потребления, МВт	0,63	0,66	0,72	0,78	0,84	1,55	1,99	2,11
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,655	1,685	2,52	2,58	2,64	3,35	3,79	3,91
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,42	-0,45	-0,285	-0,345	-0,405	-1,115	0,12	0

Таблица 4.2.6.2.8.

**Прогнозный баланс электрической энергии
энергорайона «Головнино» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3	8,1	8,6
Выработка электрической энергии	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3	8,1	8,6
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ВДЭС «Головнино»</i>	2,735	2,7	2,9	3,2	3,4	6,3	8,1	8,6

**4.2.7. Мероприятия по развитию электрической сети и объектов
генерации о. Кунашир**

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов генерации и объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ приведен в таблице 4.2.7.1 для консервативного варианта, в таблице 4.2.7.2 – для оптимистического варианта с учетом объединения энергорайонов, в таблице 4.2.7.3 – для оптимистического варианта без учета объединения энергорайонов.

Таблица 4.2.7.1.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Кунашир (консервативный вариант)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	У крупные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1*	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.**	<p>1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N</p>	Наличие источника финансирования	
2*	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10 % МВт	IV квартал 2023 г.		<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>	2 560 000

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
3	Строительство ветровой электростанции 4 МВт	IV квартал 2023 г.	<p>34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p> <p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>	1 259 530
4	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	<p>В настоящий момент функционирует I скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной</p>	отсутствует	500 000
5	Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторный установок на ДЭС «Южно-Курильская»	2022-2023 г.г.	<p>Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва до 2023 г.</p>	<p>Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта L_1.1.ДГУ)</p>	97 912
6	Увеличение располагаемой мощности ВДЭС «Головинно» на 600 кВт	2030 г.	<p>Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва</p>	отсутствует	96 000

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты электросетевого хозяйства					
1	РП-3 «ПС-35 Ю-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВ*А на 6,3 МВ*А	2023 г.	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)	1 392
2	Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ ⁴⁴ протяженностью порядка 16 км	2024 г.*	Выдача мощности новой станции, обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме	отсутствует	197 422
3	Строительство ПС «Лагунное» -35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х4,0 МВ*А	2024 г.*		отсутствует	152 099
4	Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		отсутствует	29 540

*срок реализации данных мероприятий может быть скорректирован на более поздний при учёте сохранения ДЭС «Южно-Курильская» в резерве.

Таблица 4.2.7.2.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Кунашир (оптимистический вариант, объединение энергорайонов)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.

⁴⁴ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС с.Лагунное необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
1*	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.**	<p align="center">Объекты генерации</p> <p>1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской</p>		
2*	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10 % МВт	IV квартал 2023 г.		<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемыми сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>	2 560 000

№п/п	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство и/или генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
3*	Строительство ветровой электростанции 5 МВт	IV квартал 2023 г.	1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности. 2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.	1 574 412
4*	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоГЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	В настоящий момент функционирует I скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной	отсутствует	500 000
5	Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторный установок на ДЭС «Южно-Курильская»	2022-2023 г.г.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва до 2023 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта L_1.1.ДГУ.)	97 912
Объекты электросетевого хозяйства					
1	РП-3 «ПС-35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВ*А на 6,3 МВ*А	2023 г.	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)	1 392
2*	Строительство ВЛ-35 кВ	2024 г.*	Выдача мощности новой станции,	отсутствует	197 422

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
	от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ ⁴⁵ протяженностью порядка 16 км		обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме		
3*	Строительство ПС «Лагунное» - 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х4,0 МВ*А	2024 г.*		отсутствует	152 099
4*	Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		отсутствует	29 540
5*	Строительство ВЛ-35 кВ от существующей ПС «Менделеево» - 35/6 кВ до новой ПС «Головнино» - 35/6 кВ протяженностью порядка 44 км	2030 г.	Присоединение энергорайона «Головнино» к «Южно-Курильскому энергорайону» рекомендуется в соответствии с концепцией достижения углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведений на Сахалине углеродного эксперимента в связи с прогнозируемым дефицитом располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует	536 943
6*	Строительство ПС «Головнино» 35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 1х2,5 МВА	2030 г.		отсутствует	106 742

*данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергии. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

⁴⁵ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС с.Лагунное необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

**срок реализации данных мероприятий может быть скорректирован на более поздний при учёте сохранения ДЭС «Южно-Курильская» в резерве.

Таблица 4.2.7.3.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Кунашир (оптимистический вариант, без объединения энергорайонов)

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	У крупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1*	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.**	1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами 2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И.	В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.	2 560 000
2*	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10 % МВт	IV квартал 2023 г.			

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство и/или сетевых объектов, тыс. руб.
3*	Строительство ветровой электростанции 5 МВт	IV квартал 2023 г.	<p>Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p> <p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>	1 574 412
4*	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	<p>В настоящий момент функционирует I скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной</p>	отсутствует	500 000
5	Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторный установок на ДЭС «Южно-	2022-2023 г.г.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва до 2023 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта	97 912

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
6	Увеличение располагаемой мощности ВДЭС «Головино» на 1,675 МВт Курильская»	2030 г.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва	L_1.1.ДГУ) отсутствует	268 000
Объекты электросетевого хозяйства					
1	РП-3 «ПС-35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВ*А на 6,3 МВ*А	2023 г.	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)	1 392
2*	Строительство ВЛ-35 кВ от новой станции до ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с отпайкой на ПС «Лагунное» - 35/6 кВ ⁴⁶ протяженностью порядка 16 км	2024 г.*	Выдача мощности новой станции, обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме	отсутствует	197 422
3*	Строительство ПС «Лагунное» -35/6 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х4,0 МВ*А	2024 г.*		отсутствует	152 099
4*	Реконструкция ПС «Южно-Курильская» - 35/6 кВ с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		отсутствует	29 540

*данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергии. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

**срок реализации данных мероприятий может быть скорректирован на более поздний при учёте сохранения ДЭС «Южно-Курильская» в резерве.

⁴⁶ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС с.Лагунное необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

4.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

4.3.1. Структура и состав тепловой мощности

Основным производителем тепловой энергии на о. Кунашир является ООО «Южно-Курильский водоканал». В составе ООО «Южно-Курильский водоканал» находятся одиннадцать котельных. Основное генерирующее оборудование этих источников приведено в таблице 4.3.1.1.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		резервный	Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной			Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
ООО «Южно-Курильский водоканал»	2 котельная № 5 п.г.т. Южно-Курильск	3	4	5	6	7	8	9	10	
		1-4.	Котёл стальной водогрейный КВМ-1,6ТТ	Уголь	н/д	95	5,6	2014	2024	
	5-8.	Котёл стальной водогрейный КВМ-2,0	Уголь	н/д	95	6,88	2020	2030		
	1-3.	Котёл стальной водогрейный КВМ-1,4	Уголь	н/д	95	3,6	2019	2029		
	1 Котельная с. Менделеево	1	KITURAMI KSOG - 200R	дизельное топливо	н/д	0,2	0,2	2010	2020	
		2	KITURAMI KSOG - 200R	дизельное топливо	н/д	0,2	0,2	2010	2020	
	1	МБУДО «Детская школа искусств п.г.т. Южно-Курильск»	Kiturami Turbo 30	дизельное топливо	н/д	85	0,06	2018	2028	

В основном водогрейные котлы на источниках ООО «Южно-Курильский водоканал» имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии.

4.3.2. Объём выработки и потребления тепловой энергии за период 2017 - 2021 г.г.

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Кунашир с разделением по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 4.3.2.1.

Таблица 4.3.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников на территории о. Кунашир по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная №5 ООО "Южно-Курильский водоканал"	2017					21771,26	21771,26
	2018					21863,45	21863,45
	2019					19206,03	19206,03
	2020					17952,51	17952,51
	2021					5813,46	5813,46
Геотермальная тепловая станция «ГТС-700В»	2017					16 551,97	16 551,97
	2018					16 551,97	16 551,97
	2019					16 551,97	16 551,97
	2020					16 551,97	16 551,97
	2021					16 551,97	16 551,97
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Кунашир	2017					38 323,23	38 323,23
	2018					38 415,42	38 415,42
	2019					35 758,00	35 758,00
	2020					34 504,48	34 504,48
	2021					22 365,43	22 365,43

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии с разделением по категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Кунашир с разделением по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 4.3.2.2

Таблица 4.3.2.2.

Отпуск тепловой энергии на территории о. Кунашир по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
Котельная №5 ООО "Южно-Курильский водоканал"	2017	15240		6531,44	21771,26
	2018	15304,54		6559,1	21863,45
	2019	13444,33		5761,86	19206,03
	2020	12566,86		5385,81	17952,51
	2021	4069,42	407,36	1336,68	5813,46
Геотермальная тепловая станция «ГТС-700В»	2017	16551,97			16551,97
	2018	16551,97			16551,97
	2019	16551,97			16551,97
	2020	16551,97			16551,97
	2021	16551,97			16551,97
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Кунашир	2017	31791,97		6531,44	38 323,23
	2018	31856,51		6559,1	38 415,42
	2019	29996,3		5761,86	35 758,00
	2020	29118,83		5385,81	34 504,48
	2021	20621,39	407,36	1336,68	22 365,43

Как видно из таблицы, основными потребителями тепловой энергии является население. За последние пять лет потребление тепловой энергии существенно не изменилось.

4.3.3. Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 года

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» сформированы прогнозные балансы мощности источников тепловой энергии. Прогноз балансов тепловой мощности (в т.ч. прогноз максимума нагрузки) и наличие (отсутствие) резерва мощности на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 г. приведен в таблице 4.3.3.1.

Таблица 4.3.3.1.

Прогнозный баланс тепловой мощности на территории о. Кунашир на период 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
Геотермальная тепловая станция «ГТС-700В»	2022	7,61	н/д	2,9	н/д
	2023	7,61	н/д	2,9	н/д
	2024	1	0,99	0,5	0,49
	2025	1	0,99	0,5	0,49
	2026	1	0,99	0,5	0,49

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
	2030	1	0,99	0,5	0,49
	2035	1	0,99	0,5	0,49
Новая двухтопливная котельная с возможностью когенерации о. Кунашир	2022	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0
	2024	16,5	16,5	8,57	7,93
	2025	16,5	16,5	8,57	7,93
	2026	16,5	16,5	8,57	7,93
	2030	16,5	16,5	8,57	7,93
	2035	16,5	16,5	8,57	7,93
Котельная №5 ООО "Южно-Курильский водоканал"	2022	8,55	н/д	5,67	2,88
	2023	8,55	н/д	5,67	2,88
	2024	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0
	2026	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0
	2035	0	0	0	0
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Кунашир	2022	16,16	н/д	8,57	н/д
	2023	16,16	н/д	8,57	н/д
	2024	17,5	17,49	9,07	8,42
	2025	17,5	17,49	9,07	8,42
	2026	17,5	17,49	9,07	8,42
	2030	17,5	17,49	9,07	8,42
	2035	17,5	17,49	9,07	8,42

При выходе «Менделеевской ГеоТЭС» на запланированные электрические мощности планируется снижение тепловой мощности станции. Для покрытия тепловых нагрузок потребителей, снабжавшихся от «Менделеевская ГеоТЭС», планируется осуществлять теплоснабжение от новой новой двухтопливная котельная с возможностью когенерации.

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схемы теплоснабжения муниципального образования сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии. Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Кунашир, с разделением по видам теплоносителя за период до 2035 г. приведен в таблице 4.3.3.2.

Таблица 4.3.3.2.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Кунашир, с разделением по видам теплоносителя на 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная №5 ООО "Южно-Курильский"	2022					17440,22	17440,22
	2023					18312,24	18312,24

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
водоканал"	2024					0	0
	2025					0	0
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Геотермальная тепловая станция «ГТС-700В»	2022					16 551,97	16 551,97
	2023					16 551,97	16 551,97
	2024					3640	3640
	2025					3640	3640
	2026					3640	3640
	2030					3640	3640
	2035					3640	3640
Новая двухтопливная котельная с возможностью когенерации о. Кунашир	2022					0	0
	2023					0	0
	2024					35 779,82	35 779,82
	2025					36 741,22	36 741,22
	2026					37 750,68	37 750,68
	2030					38 810,61	38 810,61
	2035					39 923,54	39 923,54
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Кунашир	2022					33 992,19	33 992,19
	2023					34 864,21	34 864,21
	2024					39 419,82	39 419,82
	2025					40 381,22	40 381,22
	2026					41 390,68	41 390,68
	2030					42 450,61	42 450,61
	2035					43 563,54	43 563,54

Исходя из имеющихся данных, крупных приростов тепловой нагрузки в ближайшей перспективе не планируется.

4.3.4. Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по предприятиям

В соответствии с официальными опубликованными данными региональной энергетической комиссии Сахалинской области сформирована динамика тарифов на тепловую энергию и горячее водоснабжение (без учёта надбавки на холодную воду) по теплоснабжающим организациям и типам потребителей за период 2017 - 2021 г.г. Указанная информация приведена в таблице 4.3.4.1.

Общий прирост за рассматриваемый период составил от 2,8 % до 3,2 % в год в среднем по субъектам, что укладывается в регламентированный рост тарифа на тепловую энергию в пределах инфляционных показателей.

Таблица 4.3.4.1.

**Динамика тарифа на тепловую энергию за период 2017 - 2021 г.г,
руб/Гкал**

Наименование муниципального образования, теплоснабжающей организации	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
МУП «ЖКХ «Универсал» (с пок. т/эн)			2 283,51	2 634,61	2 463,03
МУП «ЖКХ «Универсал» (бойлера, производство и передача, с. Менделеево)			6 579,86	8 559,13	9 106,19
МУП «ЖКХ «Универсал» (бойлера, отпуск с коллекторов)			14 045,69	13 793,38	9 420,84
МУП «ЖКХ «Универсал» (блочно-модульная)			8 708,29	9 038,62	18 170,38
ООО «Южно-Курильский водоканал» (с пок. т/эн)					2 962,54
ООО «Южно-Курильский водоканал» (бойлера, производство и передача, с. Менделеево)					10 721,89
ООО «Южно-Курильский водоканал» (бойлера, отпуск с коллекторов)					14 572,46
ООО «Южно-Курильский водоканал» (блочно-модульная с. Отрада, п.г.т. Южно-Курильск)					9 416,31
ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	517,06	553,33	545,02	479,98	535,59
ЗАО «Энергия Южно-Курильская» (отпуск из скважин для «Менделеевской ГеоТЭС»)					217,45
ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России (горячая вода)			11 910,92	12 867,14	11 994,17
ООО «Южно-Курильские теплосети», котельные № 2, № 5 с покупным теплом от ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	2 013,67	2 144,88			
ООО «Южно-Курильские теплосети», бойлерные установки	9 234,22	8 002,01			
АО «ГУ ЖКХ» (горячая вода)	9 202,16	9 083,33			
АО «ГУ ЖКХ» (горячая вода с коллекторов)	19 081,42				

В соответствии с ретроспективными показателями прироста, ограничений в тарифном регулировании на тепловую энергию и отсутствию существенных планов как по капитальному строительству, так и по переходу муниципальных образований к методике расчета тарифов по методу «альтернативной котельной» для расчёта перспективных показателей принята существующая динамика изменения тарифа. Указанная информация приведена в таблице 4.3.4.2.

Таблица 4.3.4.2.

**Прогноз динамика тарифа на тепловую энергию
за период до 2035 г., руб/Гкал**

Наименование муниципального образования, теплоснабжающей организации	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	2	3	4	5	6	7	8
МУП «ЖКХ «Универсал-2» (с пок. т/эн)	2 568,94	2 671,70	2 778,57	2 889,71	3 005,30	3 515,77	4 277,47
МУП «ЖКХ «Универсал» (бойлера, производство и передача, с. Менделеево)	9 497,76	9 877,67	10 272,77	10 683,68	11 111,03	12 998,34	15 814,46
МУП «ЖКХ «Универсал» (бойлера, отпуск с коллекторов)	9 825,94	10 218,97	10 627,73	11 052,84	11 494,96	13 447,47	16 360,91
МУП «ЖКХ «Универсал» (блочно-модульная)	18 951,71	19 709,77	20 498,17	21 318,09	22 170,82	25 936,72	31 555,98
ООО «Южно-Курильский водоканал» (с пок. т/эн)	3 089,93	3 213,53	3 342,07	3 475,75	3 614,78	4 228,78	5 144,96
ООО «Южно-Курильский водоканал» (бойлера, производство и передача, с. Менделеево)	11 182,93	11 630,25	12 095,46	12 579,28	13 082,45	15 304,61	18 620,40
ООО «Южно-Курильский водоканал» (бойлера, отпуск с коллекторов)	15 199,08	15 807,04	16 439,32	17 096,89	17 780,77	20 800,98	25 307,58
ООО «Южно-Курильский водоканал» (блочно-модульная с. Отрада, п.г.т. Южно-Курильск)	9 821,21	10 214,06	10 622,62	11 047,53	11 489,43	13 441,01	16 353,04
ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	535,59	558,62	580,96	604,20	628,37	653,50	764,51
ЗАО «Энергия Южно-Курильская» (отпуск из скважин для «Менделеевской ГеоТЭС)	217,45	226,80	235,87	245,30	255,12	265,32	310,39
ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России (горячая вода)	11 994,17	12 509,92	13 010,32	13 530,73	14 071,96	14 634,84	17 120,69

4.3.5. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципального образования «Южно-Курильский городской округ»

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы

экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Сведения о сроках действия и периодам разработки / актуализации крупных населенных пунктов и городских округов Сахалинской области, представлены в таблице 4.3.5.1.

Таблица 4.3.5.1.

**Данные о сроках разработки и актуализации схем теплоснабжения
о. Кунашир**

Муниципальное образование	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
«Южно-Курильский городской округ»	2013	2028	Требуется актуализация

**4.4. ПОТРЕБЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ
ОСТРОВА КУНАШИР**

4.4.1. Фактическое и прогнозное потребление топлива (топливный баланс)

Топливный баланс о. Кунашир за период 2017 - 2021 г.г. сформирован по источникам электрической и тепловой энергии, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными за период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 4.4.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 4.4.1.2.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплоэнергетики. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными, с разбивкой по энергорайонам, электрическим станциям, котельным и видам используемого топлива в период на 2022 – 2026 г.г. и до 2035 г. представлен в таблице 4.4.1.3.

Фактическое потребление топлива источниками, находящимися на территории о. Кунашир

Наименование источника тепловой энергии	Год	Суммарный расход топлива						Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год					
		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива			
		т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
ДЭС «Южно-Курильская»	2017	11 215,81					7 735,04	11 215,81					
	2018	12 205,70					8 417,73	12 205,70					
	2019	11 178,42					7 709,25	11 178,42					
	2020	10 741,96					7 408,25	10 741,96					
	2021	10 334,43					7 127,19	10 334,43					
	2017	н/д					н/д	н/д					
ДЭС с. Лагунное	2018	1 816,85					1 253,89	1 816,85					
	2019	1 925,6					1 328,54	1 925,6					
	2020	1 842,95					1 271,59	1 842,95					
	2021	1 740,38					1 200,82	1 740,38					
	2017						0		0				
Котельная №5 ООО "Южно-Курильский водоканал"	2018						0		0				
	2019	0,16					0,113	0,16385	0				
	2020	10,61					0		21	10,605			
	2021	308,18					0,125	0,18125	609	308			
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Кунашир	2017	11 215,81					7 735,04	11 215,81	0,00	0,00			
	2018	14 022,55					9 671,62	14 022,55	0,00	0,00			
	2019	13 104,18					9 037,90	13 104,18	0,00	0,00			
	2020	12 595,52					8 679,84	12 584,91	21,00	10,61			
	2021	12 382,99					8 328,14	12 074,99	609,00	308,00			

Низкий расход топлива на Котельной № 5 обуславливается тем фактом, что большая часть тепловой энергии отпущений с Котельной № 5 производится на Геотермальная тепловая станция «ГТС-700В», а сама котельная функционирует только как пиковый источник.

**Удельные фактические расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории
о. Кунашир**

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС «Южно-Курильская»	2017		360,17
	2018		357,52
	2019		361,53
	2020		334,95
	2021		353,54
ДЭС с. Лагунное	2017		н/д
	2018		535,94
	2019		581,75
	2020		658,20
	2021		809,99
Котельная № 5 ООО «Южно-Курильский водоканал»	2017	-	-
	2018	-	-
	2019	-	-
	2020	-	-
	2021	-	-

Исходя из данных о удельных расходах топлива на выработку тепловой и электрической энергии можно сделать вывод, что большая часть источников имеет среднюю или ниже среднего эффективность. Сделать вывод об удельном расходе топлива на Котельной № 5 не представляется возможным, так как отсутствует информация о доли отпуска, произведённой котельной № 5 в пиковом режиме.

После 2023 года Котельную № 5 ООО «Южно-Курильский водоканал» планируется оставить в резерве на случай возникновения аварийных ситуаций с поставками тепловой энергии от новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации и покрытия возможных пиковых нагрузок тепловых потребителей города Южно-Курильск.

Таблица 4.4.1.4.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Кунашир (консервативный вариант развития)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС «Южно-Курильская»	2022		412,10
	2023		316,96
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
ДЭС с. Лагунное	2022		1053,14
	2023		1053,14
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	2022		
	2023	504,19	
	2024	248,50	213,74
	2025	252,47	217,16
	2026	248,86	214,06
	2030	245,59	211,24
	2035	242,25	208,37
ООО «Южно-Курильский водоканал»	2022	81,19	
	2023	100,81	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		

Исходя из данных о удельных расходах топлива на выработку тепловой и электрической энергии можно сделать вывод, что введение в эксплуатацию новой двухтопливной электростанции повысит расход топлива на выработку тепловой энергии, однако при этом значительно понизит расход топлива на выработку электрической энергии, что перекроит собой негативные моменты.

Перспективное потребление топлива источниками выработки о. Кунашир (оптимистический вариант развития без учета объединения энергорайонов)

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2022	13 399,44					9 240,99	13 399,44					
	2023	12 334,37					8506,46	12 334,37					
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022												
	2023	4329,20	2 757,45	4329,20									
	2024	16358,84	10 419,64	16358,84									
	2025	22696,46	14 456,35	22696,46									
	2026	22733,77	14 480,11	22733,77									
	2030	23831,37	15 179,21	23831,37									
	2035	23831,37	15 179,21	23831,37									
	2022	1416							2800	1416			
	2023	1846							3650	1846			
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	14 815,44					9 240,99	13 399,44	2 800,00	1 416,00			
	2023	18 509,57	2 757,45	4 329,20			8506,46	12 334,37	3 650,00	1 846,00			
	2024	16 358,84	10 419,64	16 358,84									
	2025	22 696,46	14 456,35	22 696,46									
	2026	22 733,77	14 480,11	22 733,77									
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Кунашир													

Котельная № 5
ООО «Южно-Курильский водоканал»

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2030	23 831,37	15 179,21	23 831,37									
	2035	23 831,37	15 179,21	23 831,37									

После 2023 года Котельную № 5 ООО «Южно-Курильский водоканал» планируется оставить в резерве на случай возникновения аварийных ситуаций с поставками тепловой энергии от новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации и покрытия возможных пиковых нагрузок тепловых потребителей города Южно-Курильск

Таблица 4.4.1.6.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Кунашир (оптимистический вариант развития без учета объединения энергорайонов)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС «Южно-Курильская»	2022		412,10
	2023		316,96
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
ДЭС с. Лагунное	2022		1053,14
	2023		1053,14
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	2022		
	2023	504,19	
	2024	220,94	256,86
	2025	258,70	300,77
	2026	255,50	297,04
	2030	257,95	299,89
	2035	254,39	295,75
ООО «Южно-Курильский водоканал»	2022	81,19	
	2023	100,81	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		

Исходя из данных о удельных расходах топлива на выработку тепловой и электрической энергии можно сделать вывод, что введение в эксплуатацию новой двухтопливной электростанции повысит расход топлива на выработку тепловой энергии, однако при этом значительно понизит расход топлива на выработку электрической энергии, что перекроит собой негативные моменты.

Перспективное потребление топлива источниками выработки о. Кунашир (оптимистический вариант развития с учетом объединения энергорайонов)

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2022	13 399,44					9 240,99	13 399,44					
	2023	10 763,33					7 422,986	10 763,33					
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022												
	2023	4328,49	2757	4328,49									
	2024	16332,20	10402,68	16332,20									
	2025	22683,61	14448,16	22683,61									
	2026	22683,61	14448,16	22683,61									
	2030	26333,15	16772,71	26333,15									
	2035	26585,19	16933,24	26585,19									
	2022	1416							2800	1416			
	2023	1846							3650	1846			
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	14 815,44					9 240,99	13 399,44	2 800,00	1 416,00			
	2023	16 937,82	2 757,00	4 328,49			7 422,99	10 763,33	3 650,00	1 846,00			
	2024	16 332,20	10 402,68	16 332,20									
	2025	22 683,61	14 448,16	22 683,61									
	2026	22 683,61	14 448,16	22 683,61									
	2030	26 333,15	16 772,71	26 333,15									
	2035	26 585,19	16 933,24	26 585,19									
	2022												
	2023												
	2024												
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	14 815,44					9 240,99	13 399,44	2 800,00	1 416,00			
	2023	16 937,82	2 757,00	4 328,49			7 422,99	10 763,33	3 650,00	1 846,00			
	2024	16 332,20	10 402,68	16 332,20									
	2025	22 683,61	14 448,16	22 683,61									
	2026	22 683,61	14 448,16	22 683,61									
	2030	26 333,15	16 772,71	26 333,15									
	2035	26 585,19	16 933,24	26 585,19									

Котельная № 5
ООО «Южно-Курильский водоканал»

Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Кунашир

После 2023 года Котельную № 5 ООО «Южно-Курильский водоканал» планируется оставить в резерве на случай возникновения аварийных ситуаций с поставками тепловой энергии от новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации и покрытия возможных пиковых нагрузок тепловых потребителей города Южно-Курильск.

Таблица 4.4.1.8

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Кунашир (оптимистический вариант развития с учетом объединения энергорайонов)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
ДЭС «Южно-Курильская»	2022		412,10
	2023		316,96
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
ДЭС с. Лагунное	2022		1053,14
	2023		1053,14
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		
Двухтопливная электростанция с возможностью когенерации	2022		
	2023		
	2024		
	2025	256,60	220,71
	2026	300,65	258,60
	2030	296,68	255,19
	2035	314,45	270,47
ООО «Южно-Курильский водоканал»	2022	81,19	
	2023	100,81	
	2024		
	2025		
	2026		
	2030		
	2035		

Исходя из данных о удельных расходах топлива на выработку тепловой и электрической энергии можно сделать вывод, что введение в эксплуатацию новой двухтопливной электростанции повысит расход топлива на выработку тепловой энергии, однако при этом значительно понизит расход топлива на выработку электрической энергии, что перекроит собой негативные моменты.

4.4.2. Состав существующих топливных складов, логистика (доставка) и хранение различных видов топлива.

Хранилище дизельного топлива

Основным видом топлива для функционирующих на сегодняшний день электростанций, а также для изолированно работающих источников тепловой энергии (бойлерных) является дизельное топливо. Хранение основного запаса дизельного топлива осуществляется на централизованном складе ГСМ. Склад ГСМ находится на побережье бухты Южно-Курильская, в центральной части о. Кунашир, в 6 км юго-западнее п.г.т. Южно-Курильск. Карта-схема расположения склада ГСМ приведена на рисунке 4.4.2.1.

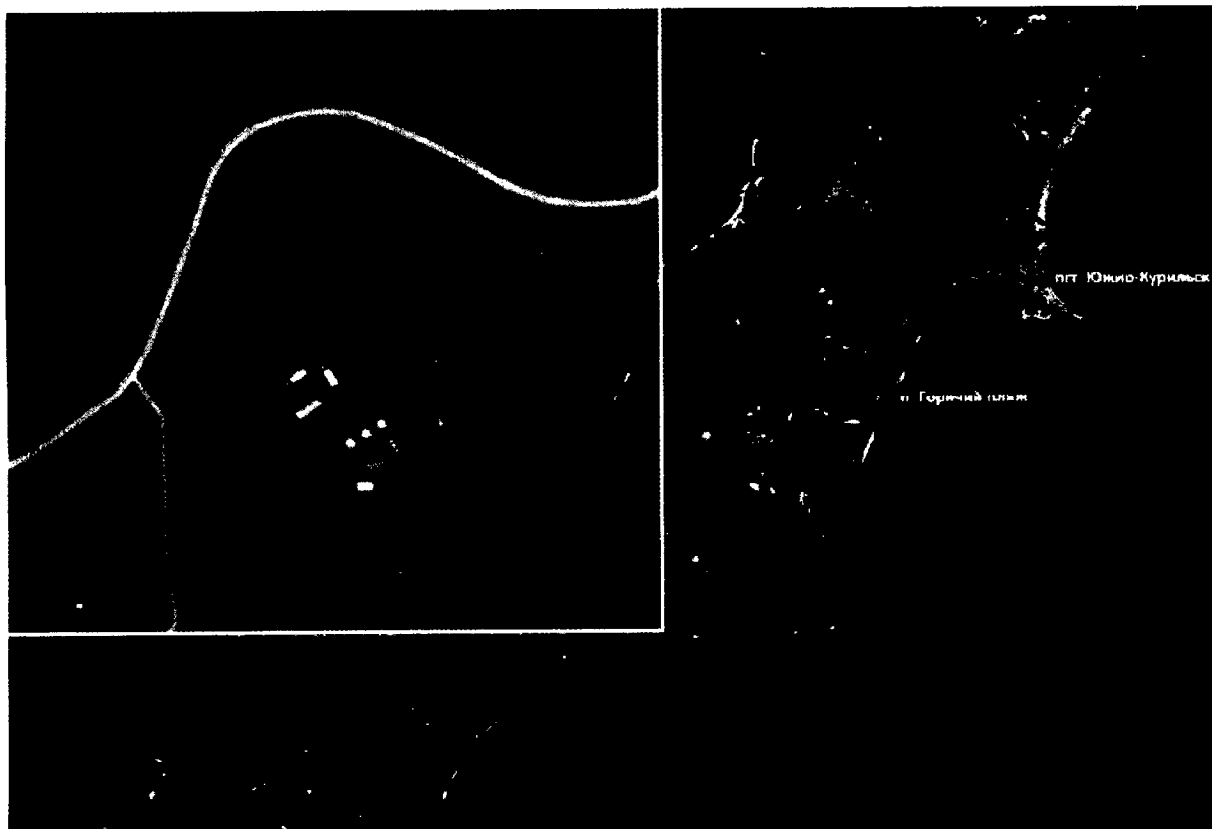


Рисунок 4.4.2.1. Карта-схема расположения склада ГСМ о. Кунашир

Склад ГСМ находится в муниципальной собственности МО «Южно-Курильский городской округ», при этом на сегодняшний день находится в эксплуатации у ООО «Топливо-снабжающая компания» (ООО «ТСК»), согласно договору № 20/2015 передачи муниципального имущества в безвозмездное пользование от 25.10.2015 г. Вместимость склада ГСМ составляет 3000 м³. Резервуарный парк представлен тремя ёмкостями РВС-1000 (3×1000 м³). Резервуары построены в 2010 г, введены в эксплуатацию в 2012 г. (нормативный срок службы резервуара составляет 50 лет).

По транспортным связям склад относится к смешанному распределительному складу (получение нефтепродуктов с морского транспорта по технологическому трубопроводу (на сегодняшний день не

эксплуатируется по техническим причинам), перевалка на хранение в наземные резервуары). Выдача нефтепродуктов, в том числе для покрытия нужд электростанций, эксплуатацию которых осуществляют АО «Мобильные ГТЭС» производится через продуктовую насосную станцию и наливную эстакаду АСН-5ВГ в автомобильный транспорт (автоцистерны). Следует отметить, что на территории электростанций, источников тепловой энергии, работающих на дизельном топливе, есть собственные расходные ёмкости для хранения дизельного топлива, на которые автотранспортом доставляется топливо с центрального склада ГСМ. Можно выделить следующие относительно крупные склады дизельного топлива на электростанциях: на ВДЭС «Головнино» установлены две горизонтальные емкости по 50 м³ суммарным объёмом 100 м³, на ДЭС «Южно-Курильская» установлены шесть ёмкостей по 75 м³ суммарной объёмом 450 м³.

Хранилище СПГ и КПП

На сегодняшний день на территории о. Кунашир ёмкости-хранилища СПГ и КПП отсутствуют.

Одной из главных проблем топливоснабжения о. Кунашир является сложность, дальность и сезонность транспортировки топлива и как следствие, его значительное удорожание. Также следует отметить, что на сегодняшний день топливно-энергетический комплекс о. Кунашир с точки зрения эксплуатации условно разделен: эксплуатацию топливного комплекса (центральный склад ГСМ) осуществляет ООО «ТСК», а эксплуатацию основных потребителей дизельного топлива (электрические станции) – АО «Мобильные ГТЭС».

Итоговые данные по количеству топливных складов на о. Кунашир представлены в таблице 4.4.2.1.

Таблица 4.4.2.1.

Основные топливные склады о. Кунашир

Наименование источника (склада)	Вид топлива хранящийся на складе	Количество во ёмкостей/резервуаров хранения	Объёмы хранения		Существующий резерв/дефицит объёмов, куб.м/тонн	Текущее состояние (в эксплуатации и/в резерве/аварийном состоянии/др.
			Единицы измерения	Количество		
Централизованный склад ГСМ о. Кунашир	Дизельное топливо	3	м ³	1000	ж/д	В эксплуатации
ВДЭС «Головнино»	Дизельное топливо	2	м ³	50	ж/д	В эксплуатации
ДЭС «Южно-Курильская»	Дизельное топливо	6	м ³	75	ж/д	В эксплуатации

4.4.3. Характеристики морских портов, портпунктов Курильских островов, в том числе, которые используются для доставки топлива.

На каждом из четырёх населённых Курильских островов располагается морской порт. Морской порт о. Кунашир имеет достаточную пропускную способность для обеспечения острова основными энергетическими ресурсами. Однако в порту отсутствуют системы приёма и хранения сжиженного газа, что препятствует доставке на остров самого экологичного и эффективного вида топлива, природного газа. Для стабильного развития энергетики на острове, в ближайшие 5 лет необходимо организовать терминал приёма и ёмкости для хранения СПГ. Основные характеристики порта приведены в таблице 4.4.2.1.

Таблица 4.4.2.1.

Основные технические характеристики Морского порта о. Кунашир

Площадь территории морского терминала, кв. км;	Морской терминал Южно-Курильск - 0,067
Месторасположение морского терминала	Сахалинская обл., Южно-Курильский р-н, п.г.т. Южно-Курильск, ул. Заводская, 27
Площадь акватории морского терминала, кв. км;	2,03
Количество причалов	8
Количество рейдовых перегрузочных комплексов	0
Длина причального фронта, м;	769,494
Пропускная способность грузовых терминалов всего, тыс. тонн в год;	
в том числе:	
• наливные, тыс. тонн в год;	0,24
• сухие, тыс. тонн в год;	58,1
• контейнеры, тыс. TEU в год;	9,6
Максимальные габариты судов, заходящих в морской терминал	
• осадка	6,0 м
• длина	110,0 м
• ширина	16,0 м
Площадь крытых складов, тыс. кв. м;	4,2
Площадь открытых складов, тыс. кв. м;	2,8
Морские вокзалы, кв. м.	885,7
Пропускная способность пассажирского морского вокзала (пассажиры в год).	4 000
Ёмкости резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Максимально используемая объём емкостей резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Период навигации	круглогодичный

5. ОСТРОВ ШИКОТАН

5.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ШИКОТАН

5.1.1. Общая характеристика энергорайона о. Шикотан. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям

На о. Шикотан расположено несколько энергорайонов «Малокурильское», «Крабозаводское» и «РПК «Курильский рыбац», работающих изолированно друг от друга.

Электроснабжение потребителей осуществляется от дизельных электростанций ДЭС с. Малокурильское, ДЭС «РК «Островной», ДЭС с. Крабозаводское и ДЭС «Курильский рыбац» по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ. Электрическая сеть 10 кВ острова представлена ВЛ-10 кВ и ТП-10/6 кВ в с. Крабозаводское. Линия была построена в 2013 г. для объединения энергорайонов «Малокурильское» и «Крабозаводское», но так и не переданная в эксплуатацию.

Энергорайон «Малокурильское»

Данный энергорайон расположен на территории с. Малокурильское муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Малокурильское. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление» (до 28.12.2021). С 29.12.2021 года функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет АО «Мобильные ГТЭС».

Энергорайон «Крабозаводское»

Данный энергорайон расположен на территории с. Крабозаводское муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Крабозаводское. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление» (до 28.12.2021.). С 29.12.2021 года функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет АО «Мобильные ГТЭС».

Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак»

Данный энергорайон расположен на территории с. Крабозаводское муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС «Курильский рыбац». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «ДальЭнергоИнвест».

Энергорайон «РК «Островной»

Данный энергорайон расположен на территории с. Малокурильское муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС «РК «Островной». С 01.03.2020 выработкой электроэнергии на ДЭС «РК «Островной» занималось МУП «Шикотанское жилищное управление». С 01.01.2021 выработкой на ДЭС «РК «Островной» занимается АО «Мобильные ГТЭС».

Численный состав предприятий электроэнергетики

Численный состав предприятий электроэнергетики за период 2017 – 2021 г.г. с разбивкой по группам персонала приведен в таблицах 5.1.1.1-5.1.1.2.

Таблица 5.1.1.1.

Численный состав предприятий электроэнергетики

Год	Численность списочного состава				
	Всего	Основной персонал	Цеховой персонал	Общехозяйственный персонал	Автотранспортный персонал
МУП «Шикотанское жилищное управление»					
2017	68	41	4	22	1
2018	68	41	4	21	2
2019	62	37	4	20	1
2020	56	32	3	20	1
2021	63	37	4	21	1
ООО «ДальЭнергоИнвест» (о.Шикотан)					
2017	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-
2019	10	8	2	-	-
2020	11	8	3	-	-
2021	10	8	2	-	-

Таблица 5.1.1.2.

Численный состав АО «Мобильные ГТЭС» (на о. Шикотан)

Год	Численность списочного состава, чел.					Внешние совместители	Итого
	Всего	Руководители	Специалисты	Служащие	Рабочие		
АО «Мобильные ГТЭС» (о. Шикотан)							
2021	-	4	6	-	18	-	28

5.1.2. Структура и состав установленной мощности

Установленная мощность электростанций, находящихся на территории о. Шикотан, на 31 декабря 2021 года составила 12,116 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 5.1.2.1 и на рисунке 5.1.2.1.

Таблица 5.1.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации по состоянию на 31.12.2021

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
Остров Шикотан		10,58	-
Энергорайон «Малокурильское»		4,53	-
ДЭС с. Малокурильское	АО «Мобильные ГТЭС»	4,53	-
Энергорайон «Крабозаводское»		2,4	-
ДЭС с. Крабозаводское	АО «Мобильные ГТЭС»	2,4	-
Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»		3,65 (8*)	-
ДЭС «Курильский рыбак»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	3,65 (8*)	-
Энергорайон «РК «Островной»		1,536	-
ДЭС «РК «Островной»	АО «Мобильные ГТЭС»	1,536	-

* ООО «ДальЭнергоИнвест» планирует ввести в эксплуатацию в ноябре 2021 года в энергорайон «РПК «Курильский рыбак» ДЭС, установленной мощностью 8 МВт, на текущий момент объект находится в режиме пуска-наладки.

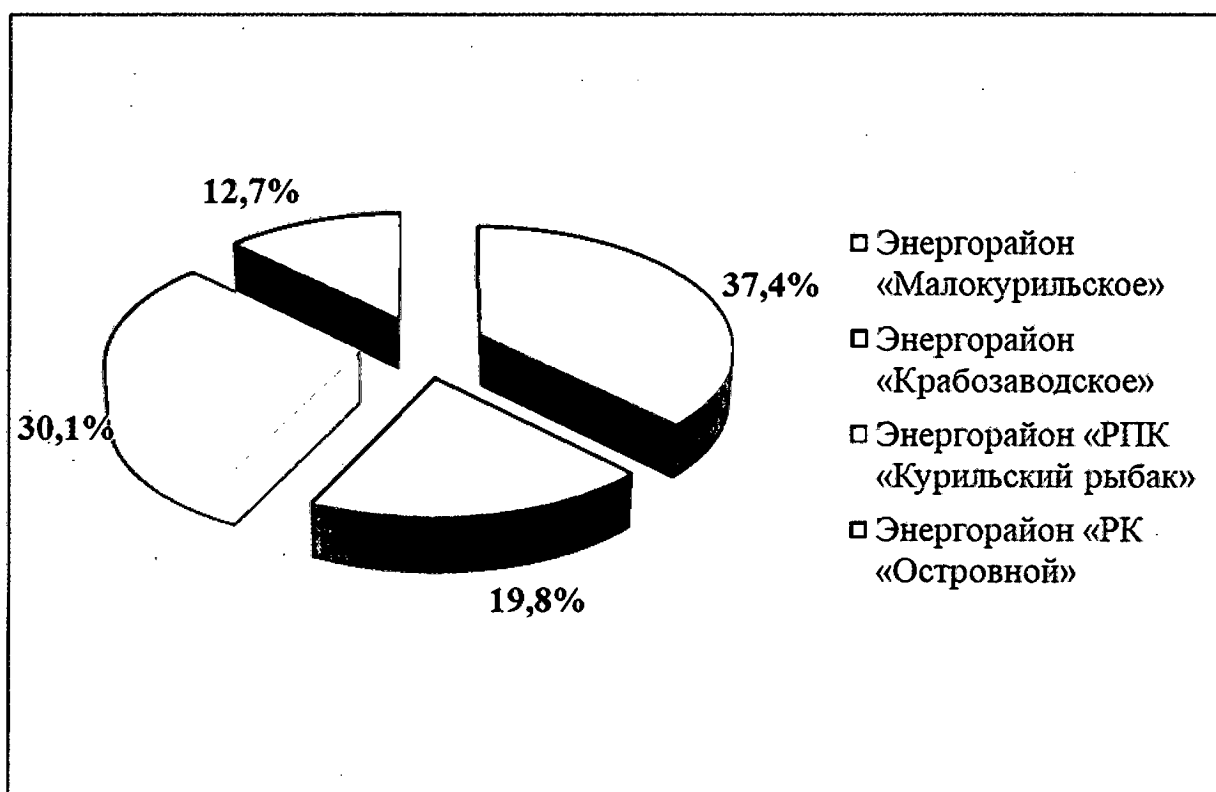


Рисунок 5.1.2.1. Структура установленных мощностей электростанций о. Шикотан с разбивкой по энергорайонам по состоянию на 31.12.2021

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2021 г.

В течение 2021 г. изменений установленной мощности станций не было. ООО «ДальЭнергоИнвест» планирует ввести в эксплуатацию в ноябре 2021 года в энергорайоне «РПК «Курильский рыбак» ДЭС, установленной

мощностью 8 МВт (четыре ДГУ Caterpillar 3516В мощностью 2000 кВт каждая). На текущий момент объект находится в режиме пуска-наладки.

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории о. Шикотан функционируют следующие организации, занимающиеся производством электроэнергии:

- АО «Мобильные ГТЭС»;
- ООО «ДальЭнергоИнвест».

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям приведена в таблице 5.1.2.2.

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2021

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
ООО «ДальЭнергоИнвест»						
ДЭС «Курильский рыбак»	1	CAT 3516B	2011	Дизельное топливо	с. Крабовозовское	1,6
	2	CAT 3516B	2015			1,6
	3	CAT C-18	2017			0,45
	1	CAT 3516B	2021*			2,0*
	2	CAT 3516B	2021*			2,0*
	3	CAT 3516B	2021*			2,0*
	4	CAT 3516B	2021*			2,0*
АО Мобильные ГТЭС»						
ДЭС с. Крабовозовское	1	ДГ	1999	Дизельное топливо	с. Крабовозовское	0,8
	2	ДГ	1999			0,8
	3	ДГ	1999			0,8
ДЭС с. Малокурильское	1	Cummins C900D5	2019	Дизельное топливо	с. Малокурильское	0,72
	2	Cummins C900D5	2019			0,72
	3	Cummins C900D5	2020			0,72
	4	Cummins C900D5	2020			0,72
	5	Cummins C900D5	2018			0,65
	6	Honny Power HGM1400	2019			1 ⁴⁷
ДЭС «РК «Островной»	1	ДГУ Cummins C700D5	н/д	Дизельное	с. Малокурильское	0,512
	2	ДГУ Cummins C700D5	н/д	Дизельное		0,512
	3	ДГУ Cummins C700D5	н/д	Дизельное		0,512

* ООО «ДальЭнергоИнвест» планирует ввести в эксплуатацию в ноябре 2021 года в энергорайон «РПК «Курильский рыбак» ДЭС, установленной мощностью 8 МВт (четыре ДГУ Caterpillar 3516B мощностью 2000 кВт каждая). На текущий момент объект находится в режиме пуско-наладки.

⁴⁷ Выведен из эксплуатации

Источники электрической энергии, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

На территории о. Шикотан отсутствуют электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии.

Оценка надёжности функционирования объектов генерации

Информация о количестве аварий и инцидентов на ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабозаводское, полученная письмом МУП «Шикотанское жилищное управление» № 1542 от 22.10.2021, приведена в таблице 5.1.2.3.

По информации ООО «ДальЭнергоИнвест», полученной письмом № 2010/3 от 20.10.2021, на ДЭС «Курильский рыбак» в период 2017 - 2021 г.г. аварий не происходило.

Таблица 5.1.2.3.

Аварийность объектов генерации

Наименование станции	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ДЭС с. Малокурильское	Количество аварий, шт.	3	3	-	4	1
	Причины	Замена комплекта возбуждения генератора Cummins C900D5 Из-за высокой нагрузки	Ремонт двигательной установки Cummins C900D5 По предельному износу деталей	-	Замена плат управления РС330 Cummins C900D5 Заводской брак	Замена комплекта возбуждения генератора Cummins C900D5 Из-за высокой нагрузки
ДЭС с. Крабозаводское	Количество аварий, шт.	-	1	3	-	-
	Причины	-	Замена конденсаторов блока питания регулятора напряжения ДГ	Коррозия радиатора системы охлаждения ДГЗ, замена компенсаторов системы охлаждения ДГ, замена турбонагнетателя ДГ2	-	-
ДЭС «РК «Островной»	Количество аварий, шт.	-	-	-	-	5
	Причины	-	-	-	-	-течь водяной помпы системы охлаждения -замыкание фазы на землю

Системы автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях

Информация о наличии / отсутствии систем автоматизации и учёта потребления топлива и выработки электрической, тепловой энергии на электрических станциях приведена в таблице 5.1.2.4.

Таблица 5.1.2.4.

Наличие систем автоматизации и учёта

Наименование электростанции	Объект учёта	Наличие приборов учёта	Наличие автоматизированной системы учёта	Особенности
ДЭС с. Малокурильское	Потребление топлива	нет	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	есть	Контроллер РСС 3300
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
ДЭС с. Крабозаводское	Потребление топлива	нет	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	есть	По приборам учета ДГ
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
ДЭС «РК «Островной»	Потребление топлива	нет	нет	-
	Выработка электрической энергии	есть	есть	-
	Выработка тепловой энергии	Не предусмотрена выработка тепловой энергии		
ДЭС «Курильский рыбак»	Информация не предоставлена собственником			

Таким образом, можно сделать вывод о том, что на всех генерирующих объектах о. Шикотан установлены приборы учёта и автоматизированная система учёта выработки электрической энергии, но отсутствует система учёта потребления топлива.

5.1.3. Характеристики электросетевого хозяйства

Сети энергорайонов выполнены на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Электрическая сеть 10 кВ острова включает в себя ВЛ-10 кВ и ТП-10/6 кВ в с. Крабозаводское. В с. Малокурильское ТП-10/6 кВ отсутствует. Указанная ВЛ-10 кВ и ТП 10/6 кВ в с. Крабозаводское предназначались для объединения электрических сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское. В настоящий момент указанные объекты находятся на балансе муниципального образования и не эксплуатируются, в оперативное управление ни одному из предприятий не переданы. Остальные сети острова выполнены на напряжении 0,4 - 6 кВ.

Энергорайон «РК «Островной» является обособленным и обеспечивает электроэнергией крупного потребителя – рыбокомбинат «Островной». ДЭС «РК «Островной» находятся в собственности данного потребителя и были

переданы в аренду эксплуатирующей организации. Передача электроэнергии потребителю осуществляется напрямую потребителю, следовательно, информация об электросетевом хозяйстве данного энергорайона отсутствует.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2021 приведены в таблице 5.1.3.1.

Таблица 5.1.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству о. Шикотан

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
I	Энергорайон «Малокурильское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)			
1	6 кВ	7,677	12	6,79
2	10 кВ	8,357	1	0,630
3	0,22 - 0,4 кВ	13,391	-	-
II	Энергорайон «Крабоваровское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)			
1	6 кВ	6,487	8	3,59
2	10 кВ	-	1	0,630
3	0,22 - 0,4 кВ	7,770	-	-
III	Энергорайон «РПК «Курильский рыбак» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)			
1	6 (10) кВ	1,55	-	-
2	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
IV	Энергорайон «РК «Островной» (АО «Мобильные ГТЭС»)			
1	6 (10) кВ	-	-	-
2	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-

Оценка надёжности функционирования объектов электросетевого хозяйства

Информация о количестве аварий и инцидентов с указанием основных причин приведена в таблице 5.1.3.2 на основании данных, полученных от собственников:

- МУП «Шикотанское жилищное управление» (письмо № 1542 от 22.10.2021).

На основании полученной информации можно выделить наиболее встречающиеся причины повреждения объектов электросетевого хозяйства о. Шикотан, а именно:

- 1) Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земельных работ;
- 2) Погодные условия (сильный ветер).

Аварийность объектов электросетевого хозяйства

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Класс напряжения	Год	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Энергорайон «Малокурильское»		6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	8	5	7	9	5
			Причины	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ
Энергорайон «Крабозаводское»		0,22-0,4 кВ	Количество аварий, шт.	8	4	6	4	3
			Причины	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер
Энергорайон «Крабозаводское»		6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	4	6	3	6	2
			Причины	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ	Повреждение кабелей в связи с несогласованным проведением земляных работ
Энергорайон «РПК «Курильский рыбацк»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	6 (10) кВ	Количество аварий, шт.	5	7	4	4	3
			Причины	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер	Погодные условия Сильный ветер

5.1.4. Потребление и выработка электроэнергии

Энергорайон «Малокурильское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 5.1.4.1.

Таблица 5.1.4.1.

Баланс электрической энергии энергорайона «Малокурильское» за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	14,482	12,328	14,247	15,661	14,543
Собственные нужды ЭС	0,385	0,101	0,448	0,407	0,195
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,672	2,970	2,841	2,792	1,741
Полезный отпуск электроэнергии	11,425	9,257	10,959	12,462	12,607
- промышленные потребители	2,912	2,855	3,074	2,613	4,678
- сельское хозяйство	0	0	0	0	
- население	4,162	3,436	3,985	4,635	4,755
- прочие	4,351	2,966	3,899	5,213	3,174

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях МУП «Шикотанское жилищное управление» на территории энергорайона «Малокурильское» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 2,672 млн. кВт*ч, что составляет 18,5 % от выработки электрической энергии
- 2018 г. – 2,97 млн. кВт*ч (рост на 11,2 % относительно 2017 г.), что составляет 24,1 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 2,841 млн. кВт*ч (снижение на 4,3 % относительно 2018 г.), что составляет 19,9 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 2,792 млн. кВт*ч (снижение на 1,7 % относительно 2019 г.), что составляет 17,8 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 1,741 млн. кВт*ч (снижение на 37,6 % относительно 2020 г.), что составляет 12 % от отпуска в сеть.

Энергорайон «Крабозаводское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 5.1.4.2.

Таблица 5.1.4.2.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Крабовозводское»
за период 2017 - 2021 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	6,777	7,683	8,007	7,140	6,073
Собственные нужды ЭС	0,075	0,071	0,089	0,083	0,085
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,787	0,498	0,499	1,557	0,593
Полезный отпуск электроэнергии	5,915	7,114	7,419	5,500	5,394
- промышленные потребители	1,285	2,100	2,196	0,000	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	2,070	2,145	2,026	2,179	2,121
- прочие	2,560	2,869	3,196	3,321	3,273

Величина потерь на транспорт электроэнергии в электрических сетях МУП «Шикотанское жилищное управление» на территории энергорайона «Крабовозводское» в период 2017 - 2021 г.г. составила:

- 2017 г. – 0,787 млн. кВт*ч, что составляет 11,6 % от выработки электрической энергии
- 2018 г. – 0,498 млн. кВт*ч (снижение на 36,7 % относительно 2017 г.), что составляет 6,5 % от выработки электрической энергии;
- 2019 г. – 0,499 млн. кВт*ч (рост на 0,2 % относительно 2018 г.), что составляет 6,2 % от выработки электрической энергии;
- 2020 г. – 1,557 млн. кВт*ч, что составляет 21,8 % от выработки электрической энергии;
- 2021 г. – 0,593 млн. кВт*ч, что составляет 9,8 % от отпуска в сеть.

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2017 – 2021 г.г. представлены в таблице 5.1.4.3.

Таблица 5.1.4.3.

Баланс электрической энергии энергорайона «РПК «Курильский рыбак» за период 2019 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2019 год	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	8,982	14,964	17,905
Собственные нужды ЭС	0,017	0,076	0,082
Хозяйственные нужды ЭС	0,155	0,644	0,669
Потери электроэнергии в электрических сетях	-	-	-

Показатели	2019 год	2020 год	2021 год
Полезный отпуск электроэнергии	8,810	14,244	17,154
- <i>промышленные потребители</i>	8,810	14,232	17,140
- <i>сельское хозяйство</i>	0	0	0
- <i>население</i>	0	0	0
- <i>прочие</i>	0	0,012	0,014

Энергорайон «РК «Островной»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2020 – 2021 г.г. представлены в таблице 5.1.4.4.

Таблица 5.1.4.4.

Баланс электрической энергии энергорайона «РК «Островной» за период 2020 - 2021 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2020 год	2021 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,508	5,211
Собственные нужды ЭС	0,107	0,052
Хозяйственные нужды ЭС	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	-	-
Полезный отпуск электроэнергии	2,400	5,158
- <i>промышленные потребители</i>	2,400	5,158
- <i>сельское хозяйство</i>	-	-
- <i>население</i>	-	-
- <i>прочие</i>	-	-

Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории Курильских островов в период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 5.1.4.5.

Таблица 5.1.4.5.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории о. Шикотан в период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
«Шикотанский энергоузел»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	6,232	5,581	6,011	6,814	6,876
Население, тыс. чел.	3,34	3,44	3,51	3,53	3,56
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1 866	1 622	1 713	1 930	1 931

Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупнейшими предприятиями и организациями, расположенными на территории о. Шикотан, являются:

1. **ООО «Рыбокомбинат Островной»** – одно из крупнейших рыбоперерабатывающих предприятий о. Шикотан, расположенное в с. Малокурильское. Основным видом деятельности является производство замороженной рыбы и консервов. Наряду с консервным производством работает линия по производству рыбной муки и фарша «сурими», также создано современное производство жестяной банки.

2. **ЗАО «Курильский рыбак»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания. Четыре рыбоперерабатывающих завода компании расположены на двух островах Курильских островов, три из которых находятся на о. Итуруп и один – на о. Шикотан. Основную долю выпускаемой продукции составляет мороженая рыба и филе, производимые для российского рынка и на экспорт.

Перечень потребителей электрической энергии, с объёмом потребления электрической энергии от 1,0 млн. кВт*ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2017 – 2021 г.г. приведен в таблице 5.1.4.6.

Таблица 5.1.4.6.

Годовой объём потребления электроэнергии крупными потребителями за период 2017 - 2021 г.г.

№	Наименование потребителя	Годовой объём потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2017	2018	2019	2020	2021
Энергорайон «Малокурильское»						
1	ООО Рыбокомбинат «Островной»	3,097	3,161	3,248	2,952	2,765
2	Служба в р.п. Южно-Курильск ПУ ФСБ России по Сахалинской области	3,820	1,272	2,489	3,997	2,590
Энергорайон «Крабозаводское»						
1	Филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак»	4,305	5,327	2,196	с 2019 года выделение в изолированный энергорайон	
Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»						
1	ЗАО «Курильский рыбак»	-	-	8,464	8,11	9,71
Энергорайон «РК «Островной»						
1	ООО Рыбокомбинат «Островной»	-	-	-	2,400	5,158

5.1.5. Балансы электрической мощности

Балансы электрической мощности энергорайонов о. Шикотан за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведены в таблицах 5.1.5.1 - 5.1.5.3.

Энергорайон «Малокурильское»

Таблица 5.1.5.1.

Баланс электрической мощности энергорайона «Малокурильское» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций,	4,25	4,25	4,25	3,53	4,53

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
МВт					
Располагаемая мощность станций, МВт	3,25	3,25	3,25	3,53	3,53
Максимум потребления, МВт	2,4	2,75	2,65	3,9 ⁴⁸	2,84
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,85	0,5	0,6	-	0,69
Число часов использования максимума мощности; час/год	6034	4483	5376	4016	5121

Следует обратить внимание на возникновение дефицита располагаемой мощности 2020 г.: максимум нагрузки превысил располагаемую мощность станции на 0,65 МВт.

Энергорайон «Крабовозовское»

Таблица 5.1.5.2.

Баланс электрической мощности энергорайона «Крабовозовское» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Располагаемая мощность станций, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Максимум потребления, МВт	2,0	1,83	1,5	1,3	1,2
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,1	0,27	0,6	0,8	0,9
Число часов использования максимума мощности; час/год	3389	4198	5338	5492	5061

Энергорайон «РПК «Курильский рыбац»

Таблица 5.1.5.3.

Баланс электрической мощности энергорайона «РПК «Курильский рыбац» за период 2017 - 2021 г.г.

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	н/д	н/д	3,65	3,65	3,65 (8)
Располагаемая мощность станций, МВт	н/д	н/д	3,65	3,65	3,65 (8 ⁴⁹)
Максимум потребления, МВт	н/д	н/д	н/д	3,827	4,08
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	Не определен	Не определен
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	н/д	н/д	3909	4388

⁴⁸ Максимум нагрузки достигнут до вывода Г-б мощностью 1 МВт из работы

⁴⁹ В покрытии нагрузки участвует новая станция в режиме пуска наладки

Энергорайон «РК «Островной»

Таблица 5.1.5.4.

Баланс электрической мощности энергорайона «РК «Островной» за период 2020 - 2021 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год
Установленная мощность станций, МВт	1,5	1,5
Располагаемая мощность станций, МВт	1	1,5
Максимум потребления, МВт	н/д	0,963
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	0,537
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	5411

Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки по энергорайонам о. Шикотан за отчётный период 2017 – 2021 г.г. приведена в таблицах 5.1.5.5 - 5.1.5.8.

Энергорайон «Малокурильское»

Таблица 5.1.5.5.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Малокурильское» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	1,35	1,2	1,2	1,2	1	1,25	0,8	0,8	0,75	1	1,35	1,4
Макс.	2,35	2,05	2,4	2,15	2,2	2,4	1,8	1,9	1,8	2,35	2,35	2,35
2018 г.												
Мин.	1,05	1,4	0,95	0,85	0,9	0,75	0,7	0,75	0,45	0,65	0,75	0,85
Макс.	2,15	2,75	2,1	2,3	2,15	2,2	2,15	2,2	1,65	1,65	1,7	1,7
2019 г.												
Мин.	1,05	1,1	1,2	1,1	0,8	1	0,75	0,7	0,9	0,9	1,05	1,45
Макс.	2,2	2,35	2,5	2,6	2,1	2,05	1,75	1,9	2,05	2,25	2,5	2,65
2020 г.												
Мин.	1,2	1,3	1,9	1,75	1,7	1,5	1,45	1,3	1,35	1,25	1,35	1,55
Макс.	2,25	3,2	3,9	3,8	3,8	3,7	3	2,9	3	3	2,9	3,85
2021 г.												
Мин.	1,24	1,62	1,31	1,27	0,9	0,69	0,7	0,65	0,72	1,08	1,17	1,45
Макс.	2,84	2,76	2,71	2,4	2,2	2,12	1,89	1,78	1,83	2,05	2,3	2,75

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что минимум нагрузки в данном энергорайоне в рассматриваемом периоде наблюдался обычно в августе и сентябре, за исключением 2020 г., когда минимум был в январе. Максимум нагрузки приходился на различные месяцы с декабря по март.

Энергорайон «Крабовозводское»

Таблица 5.1.5.6.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона
«Крабовозводское» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	0,6	0,6	0,6	0,45	0,33	0,37	0,3	0,3	0,3	0,4	0,45	0,55
Макс.	1,76	2	1,33	1,3	1,07	1,1	1,13	1,13	1,08	1,23	1,48	1,68
2018 г.												
Мин.	0,45	0,56	0,8	0,6	0,5	0,45	0,5	0,47	0,45	0,4	0,63	0,6
Макс.	1,28	1,37	1,59	1,33	1,24	1,23	1,23	1,33	1,13	1,43	1,53	1,83
2019 г.												
Мин.	0,6	0,6	0,7	0,45	0,48	0,4	0,41	0,38	0,46	0,5	0,53	0,6
Макс.	1,2	1,4	1,45	1	1,1	1,15	1,2	0,9	1,03	1,2	1,2	1,5
2020 г.												
Мин.	0,67	0,65	0,6	0,55	0,5	0,4	0,43	0,35	0,4	0,51	0,55	0,62
Макс.	1,03	1,07	1,03	0,93	0,83	0,85	0,83	0,73	0,93	1,1	1	1,3
2021 г.												
Мин.	0,6	0,6	0,55	0,58	0,5	0,4	0,4	0,4	0,55	0,6	0,6	0,65
Макс.	1,02	1,02	1	1	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,05

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 – 2021 г.г. приходился на декабрь и ноябрь, а минимум – преимущественно на летние (июнь, июль, август), реже – на сентябрь, октябрь.

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Таблица 5.1.5.7.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «РПК
«Курильский рыбак» за период 2017 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017-2019 гг. – нет данных												
2020 г.												
Мин.	0,664	0,657	0,601	0,55	0,608	0,512	0,613	0,566	0,65	0,534	0,58	0,747
Макс.	3,827	3,068	2,414	2,504	3,005	3,52	2,78	3,323	3,678	3,484	3,605	3,47
2021 г.												
Мин.	0,603	0,778	0,616	0,601	0,548	0,569	0,564	0,62	0,777	0,676	0,455	0,671
Макс.	4,08	2,789	3,129	3,614	3,38	3,644	3,5	3,649	3,6	3,662	3,965	3,891

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2020-2021 гг. приходился на январь, а минимум – на июнь и ноябрь.

Энергорайон «РК «Островной»

Таблица 5.1.5.8.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «РК «Островной» за период 2020 - 2021 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2020 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2021 г.												
Мин.	н/д	н/д	0,67	0,563	0,586	0,5	0,43	0,445	0,398	0,394	0,415	0,455
Макс.	н/д	н/д	0,963	0,81	0,843	0,718	0,618	0,64	0,572	0,567	0,596	0,654

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2021 г. приходился на март, а минимум – на октябрь.

5.1.6. Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной региональной энергетической комиссией Сахалинской области письмом № 3.25-2286/21 от 15.11.2021, в таблице 5.1.6.1 представлена динамика утвержденных экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2017 - 2021 г.г., прогнозные значения на период до 2035 г. приведены в таблице 5.1.6.2..

Объём субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 годы приведен в таблице 5.1.6.3.

Таблица 5.1.6.1.

Утвержденный экономически обоснованный тариф на электрическую энергию

№ п/п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2017	2018	2019	2020	2021
1	МУП «Шикотанское жилищное управление»	руб./ кВт*ч	14,96	15,49	22,89	22,58	20,80
2	АО «Мобильные ГТЭС» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	-	-	-	16,83	17,46
3	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	-	-	18,67	18,24	18,00

Таблица 5.1.6.2.

Прогноз экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

№	Наименование	Ед.	Год
---	--------------	-----	-----

п/п	организации	измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	МУП «Шикотанское жилищное управление»	руб./ кВт*ч	21,69	22,56	23,46	24,40	25,38	29,69	36,12
2	АО «Мобильные ГТЭС» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	18,15	18,83	19,53	20,27	21,08	24,66	30,00
3	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 5.1.6.3.

Объём субсидий на сдерживание роста тарифа за период 2017 – 2021 г.г.

Год	Тип субсидии	Сумма, тыс. руб.
МУП «Шикотанское жилищное управление»		
2017 год	Областная субсидия*	94 128,8
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	101 629,5
2018 год	Областная субсидия*	76 276,0
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	150 780,0
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	-8 433,7
	Разница в цене на топливо*****	51 436,4
2019 год	Областная субсидия*	126 118,7
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	185 365,1
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	-4 787,8
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	112 098,3
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	169 848,7
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2019 года	-6 997,1
	Областная субсидия*	106 464,5
2021 год	Субсидия ПАО «РусГидро»**	239 737,6
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	-24 343,8
	ООО «ДальЭнергоИнвест»	
2017 год	Областная субсидия*	40 590,2
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	13 191,8
2018 год	Областная субсидия*	13 113,6
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	25 330,0
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2017 года	32 913,8
	Разница в цене на топливо*****	-
2019 год	Областная субсидия*	33 022,1
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	165 194,8
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2018 года	14 837,4
	Разница в цене на топливо	-
2020 год	Областная субсидия*	30 249,8
	Субсидия ПАО «РусГидро»**	270 628,2
	Дефицит(-)***/избыток(+)** по итогам 2019 года	-12 902,9
	Областная субсидия*	-
2021 год	Субсидия ПАО «РусГидро»**	158 829,9
	Дефицит (-)*** / избыток (+)**** по итогам 2020 года	23 576,4

* - субсидия в целях возмещения недополученных доходов получателя, возникающих в результате государственного регулирования тарифов в сфере электроэнергетики;

** - субсидия в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

*** - возмещение Получателю образованной величины превышения его фактических недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) над денежными средствами, перечисленными в целях возмещения недополученных доходов в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) в соответствующем периоде регулирования – возмещение дефицита

**** - возврат излишне полученных средств субсидии по итогам возмещения недополученных доходов получателям субсидии, в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность);

***** - субсидия на возмещение недополученных доходов, связанных с экономически обоснованными расходами Получателя в текущем году, не учтенными при установлении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию в связи с отклонением фактической стоимости (цены) покупки топлива от учтенной при установлении тарифов для потребителей в сфере электроэнергетики, расположенных в отдаленных и труднодоступных местностях Сахалинской области.

5.2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТРОВА ШИКОТАН

5.2.1. Цели и задачи развития электроэнергетики о. Шикотан

Основной целью развития электроэнергетического комплекса является обеспечение бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных трудовых затратах.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов;
- строительство новых, реконструкция и модернизация существующих объектов генерации с использованием экологически чистых возобновляемых источников (энергия ветра, солнца, волн, геотермальная энергия - ВИЭ) и наиболее чистых углеводородных энергоносителей (сетевой природный газ, сжиженный природный газ), а также использующие принцип когенерации;
- применение технологических инноваций за счёт использования передовых технологий, в том числе максимально возможного улучшения экологических показателей (экологической чистоты) новых объектов генерации;
- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категорийности;
- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. В 2019 - 2025 г.г. предусмотрена работа по обследованию энергопотенциала о. Шикотан, о. Кунашир, о. Итуруп,

о. Парамушир с проектированием электростанций и схемы выдачи мощности.

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов микросетей на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, термальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;

- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid, Microgrid) для мониторинга и учета потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счет сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планирования и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- создание тестового полигона на территории Курильских островов для апробации и внедрения технологий в области распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии и новых видов топлива (газ, водород) для децентрализованных энергорайонов (энергоузлов).

5.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

5.2.2.1. Консервативный вариант развития

Консервативный прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании выданных ранее технических условий. Сводная информация о выданных ТУ на ТП по годам (перспективные потребители мощностью 500 кВт и выше отсутствуют) приведен в таблице 5.2.2.1.1.

Таблица 5.2.2.1.1.

Заявленная мощность перспективных потребителей на основании ТУ на ТП в период до 2035 г.

Энергорайон	Сетевая организация	Год ввода	Потребители	Заявленная мощность, кВт
«Малокурильское»	АО «Мобильные ГТЭС»	2022 г.	Всего	594,6
		2023 г.	Всего	0
		2024 г.	Всего	0
		2025 г.	Всего	214,7
		ИТОГО:		
«Крабовозовское»	АО «Мобильные ГТЭС»	2022 г.	Всего	420
		2023 г.	Всего	301,6
		2024 г.	Всего	0
		2025 г.	Всего	295

Энергорайон	Сетевая организация	Год ввода	Потребители	Заявленная мощность, кВт	
		ИТОГО:			1016,6

При прогнозе потребления мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями №2 и №3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54 (для перспективной нагрузки в соответствии с неисполненными ТУ на ТП). Следует отметить, что фактический максимум нагрузки энергорайона «Малокурильское» в 2021 г. составил 2,84 МВт при заявленной мощности существующих потребителей, равной 6,07 МВт. В связи с тем, что заявленная мощность существующих потребителей значительно превышает фактическое потребление, при формировании прогноза потребления учитывался рост потребления мощности существующими потребителями в течении всего рассматриваемого периода, принятый в размере 10% от разницы между фактическим потреблением и заявленной мощностью существующих потребителей.

Консервативный прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки (Тнб) на основании ретроспективных данных.

Консервативный прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории острова Шикотан приведен в таблице 5.2.2.1.2.

Таблица 5.2.2.1.2.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности о. Шикотан
для консервативного варианта развития**

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электроэнергии		20,62	23,57	24,56	24,77	26,33	26,54	27,18	27,82
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>	млн. кВт*ч	14,543	16,35	16,52	16,68	17,44	17,61	18,02	18,43
<i>в т.ч. энергорайон «Крабовозовское»</i>		6,073	7,22	8,04	8,09	8,89	8,94	9,16	9,39
Собственный максимум потребления		4,04	4,62	4,82	4,86	5,16	5,20	5,33	5,45
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>	МВт	2,84	3,19	3,23	3,26	3,41	3,44	3,52	3,60
<i>в т.ч. энергорайон «Крабовозовское»</i>		1,20	1,43	1,59	1,60	1,76	1,77	1,81	1,86

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Энергорайон «РК «Островной»⁵⁰ (дополнительно)									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	5,211	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408
Собственный максимум потребления	МВт	0,963	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак» (дополнительно)									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
Собственный максимум потребления	МВт	4,08	5,21	5,47	5,74	6,03	6,33	6,65	6,98

5.2.2.2. Оптимистический вариант развития

Оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании перечня перспективных проектов, реализация которых предполагается на территории Курильских островов, в соответствии с информацией Министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021. Данный перечень приведен в таблице 5.2.2.1.

При анализе прогнозируемой мощности учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06 мая 2014 года № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов». В соответствии с Приложениями № 2 и № 3 к Приказу коэффициент совмещения максимумов потребления электрической энергии и мощности принят равным 0,54.

Прогноз потребления электроэнергии проводился на основании информации о прогнозе потребления мощности и среднем значении числа часов использования максимума нагрузки ($T_{нб}$) на основании ретроспективных данных.

⁵⁰ По информации собственника

**Перечень проектов, реализация которых предполагается на территории
о. Шикотан на период до 2035 года**

№ п.п.	Наименование проекта	Предполагаемое месторасположение	Характеристики	Предполагаемая потребляемая эл. мощность	Срок реализации
1	Реализация проекта «Развитие рыбокомбината Островной	о. Шикотан, с. Малокурильское	+1300 т/сут, 4000 т хранения	15,2 МВт	2023
2	Расширение обрабатывающих мощностей комплекса «Курильский рыбак»	о. Шикотан, с. Крабовозводское	350 т/сут, 3000 т хранения	5,5 МВт	2023
3	Строительство рыбообрабатывающего производства	о. Шикотан, бух. Звездная	120 т/сут, 3000 т хранения	1,6 МВт	2027
4	Вводы социальных объектов и жилья: школы, детсады, ДК, жилье	с. Малокурильское, с. Крабовозводское	Более 15 объектов	2,8 МВт	2022 - 2030
5	Потребности объектов и соединений ПУ ФСБ РФ			1,6 МВт	2023
ИТОГО				26,7 МВт	-

Крупнейшим проектом, учтенным при формировании прогноза потребления электрической энергии и мощности является проект «Развитие рыбокомбината Островной» с заявленной мощностью 15,2 МВт. Данное значение превышает нагрузку острова и существующих мощностей рыбокомбината в несколько раз, вероятность выхода производства на рассматриваемую мощность должна быть оценена в соответствии с динамикой набора нагрузки в перспективном периоде. По данной причине было принято решение рассмотреть два варианта оптимистического прогноза: с учетом полной заявленной мощности рыбокомбината Островной (далее – оптимистический с ростом РК Островной) и с учетом 30% от заявленной мощности рыбокомбината Островной (далее – оптимистический без роста РК Островной).

В таблице 5.2.2.2 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории о. Шикотан.

Таблица 5.2.2.2

Прогноз потребления электрической энергии и мощности о. Шикотан

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Оптимистический с ростом РК Островной									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	20,62	26,0	27,2	28,8	30,9	57,7	92,4	94,6
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>		14,543	19,8	20,3	20,7	21,4	42,6	65,4	66,2
<i>в т.ч. энергорайон «Крабозаводское»</i>		6,073	6,2	6,9	8,1	9,5	15,0	27,0	28,5
Собственный максимум потребления	МВт	4,04	5,36	5,61	5,97	6,39	11,91	19,14	19,62
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>		2,84	3,98	4,07	4,16	4,27	8,57	13,14	13,30
<i>в т.ч. энергорайон «Крабозаводское»</i>		1,2	1,38	1,54	1,81	2,12	3,34	6,00	6,32
Оптимистический без роста РК Островной									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	20,62	26	28,9	32,7	30,5	44,6	64	68,2
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>		14,54	19,8	22,0	24,6	21	29,6	37	39,7
<i>в т.ч. энергорайон «Крабозаводское»</i>		6,07	6,2	6,9	8,1	9,5	15	27	28,5
Собственный максимум потребления	МВт	4,04	5,36	5,95	6,75	7,58	9,54	13,52	15,56
<i>в т.ч. энергорайон «Малокурильское»</i>		2,84	3,98	4,41	4,94	5,46	6,20	7,52	9,24
<i>в т.ч. энергорайон «Крабозаводское»</i>		1,2	1,38	1,54	1,81	2,12	3,34	6	6,32
Энергорайон «РК «Островной» (дополнительно)									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	5,211	5,211	Реализация проекта «Развитие рыбокомбината Островной» предполагает присоединение данной нагрузки к электрической сети энергорайона «Малокурильское»					
Собственный максимум потребления	МВт	0,963	0,963						
Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак» (дополнительно)									
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
Собственный максимум	МВт	4,08	5,21	5,47	5,74	6,03	6,33	6,65	6,98

Показатели	Ед. изм.	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
потребления									

5.2.3. Определение оптимального развития объектов генерации

Объекты генерации, расположенные на территории о. Шикотан, включены в реестр объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях, опубликованный на сайте Министерства энергетики Российской Федерации. В соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9, при разработке вариантов оптимального развития объектов генерации на территории о. Шикотан предусматривается повышение эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счёт использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа (СПГ).

В рамках «Программы развития газоснабжения и газификации Сахалинской области на период 2021 – 2025 годы», утвержденной Губернатором Сахалинской области В.И. Лимаренко и Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером 6 октября 2020 г., для автономной газификации удалённых населенных пунктов, в том числе в МО Северо-Курильском городском округе, МО «Курильском городском округе», МО «Южно-Курильском городском округе», запланировано сооружение станций приёма, хранения и регазификации СПГ (СПХР).

В соответствии с указанной программой строительство СПХР в МО «Южно-Курильском городском округе» (с. Крабозаводское, с. Малокурильское) планируется в 2024 – 2025 г.г. Данный срок предварительный и будет скорректирован по итогу согласования финансово-экономического обоснования проекта развития автономной газификацией Сахалинской области с использованием СПГ, разрабатываемого АО «Газпром промгаз».

Следует отметить, что 21 декабря 2021 г. был принят законопроект⁵¹ № 37939-8 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». Законопроект, подготовленный Минэкономразвития, был принят Госдумой в первом чтении. Эксперимент предусматривает приоритет устойчивого социально-экономического развития региона-участника с низким уровнем выбросов парниковых газов. Первым участником эксперимента является Сахалинская область. Достижение углеродной нейтральности Сахалинской области в 2025 году в значительной части будет обеспечено за счет реализации региональных программ экономического и технологического

⁵¹ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

развития, имеющих «климатический» эффект, т.е. приводящие к снижению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения.

В рамках данного эксперимента была разработана «Климатическая программа Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденная губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г. Согласно данной программе на территории Курильских островов предусматривается выполнение мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, в частности газификация генерирующих объектов и внедрение возобновляемых источников энергии.

Таким образом, с учётом приведенной выше информации с целью замещения ископаемых видов топлива на территории Курильских островов (при выявлении нехватки генерирующих мощностей) предлагается *строительство двухтопливных электростанций с возможностью когенерации*, использующих в качестве основного топлива СПГ, дополненное *строительством электростанций с использованием ВИЭ*.

1. Строительство двухтопливной электростанции с возможностью когенерации

В настоящее время на объектах распределенной генерации применяются различные технологии производства электрической энергии:

- газотурбинные;
- газопоршневые;
- микротурбинные;
- дизельные.

Выбор технологии определяются несколькими факторами: доступностью того или иного вида топлива на рассматриваемой территории; максимальной электрической мощностью, которую требуется покрыть; соотношением тепловой и электрической мощности потребителей. С учётом перспективы строительства СПГ-инфраструктуры для автономной газификации потребителей Курильских островов при строительстве двухтопливной электростанции рекомендуется использование газотурбинных или газопоршневых установок.

Ниже приведены основные преимущества и недостатки ГТУ и ГПУ.

Газопоршневые и газотурбинные электростанции различаются по конструкции и принципу работы.

Газопоршневые установки (далее - ГПУ) имеют внешнее смесеобразование, камеру сгорания и искровое зажигание (работают по принципу двигателя внутреннего сгорания), как следствие, большую шумность, чем у ГТУ. Ввиду наличия конструктивных особенностей данные установки требуют большой площади под установку. Монтаж производится в контейнерах на специально подготовленной площадке. ГПУ требуют частого проведения технического обслуживания (замена масла и фильтров).

Газотурбинные установки (далее - ГТУ) состоят из турбины, компрессора и камеры сгорания (газ смешивается с воздухом и поджигается,

тем самым приводит в движение другие элементы). Для строительства данной установки потребуется меньшая площадь, чем для ГПУ аналогичной мощности.

По общей экономичности «по теплу и электричеству» (КПД с когенерацией) установки аналогичны друг другу (до 85 %). По общей экономичности «по электричеству» ГПУ (до 47 %) превосходят ГТУ (до 36 %).

ГТУ способна безаварийно работать в широком диапазоне мощностей, от холостого хода до полной загрузки, однако недостатком является падение КПД при минимальной загрузке газотурбинного агрегата. Холостой ход ГПУ ограничен временем и должен быть как можно коротким, ГПУ может работать с частичной загрузкой двигателя, но не менее 40 %.

У ГТУ существует возможность получения пара высоких параметров, вследствие высокой температуры выхлопа (большого выхода тепла, чем электричества). В случае большей ориентированности станции на электричество — это является недостатком, который можно компенсировать дополнительной установкой паровой турбины (для мощных установок).

Следует также отметить, что стоимость ГТУ по сравнению с ГПУ при одинаково мощности значительно выше (в 2 - 3 раза).

На практике недостатки ГПУ и ГТУ производители пытаются скомпенсировать различными дополнительными устройствами:

недостатки ГПУ:

- недостаток ГПУ — частая смена масла и фильтров — специальные системы долива масла и больших фильтров;
- недостаток ГПУ — высокая шумность — специальные глушительные системы;
- недостаток ГПУ — плохая работа на низких нагрузках — установка современных топливных систем.

недостатки ГТУ:

- недостаток ГТУ — высокое давление газа на входе — специальный дожимной компрессор;
- недостаток ГТУ — плохая работа на низких нагрузках — установка инверторов.

Некомпенсированные недостатки ГТУ: высокая стоимость (в 3 - 4 раза относительно ГПУ той же мощности).

Некомпенсированные недостатки ГПУ: большие размеры (в 3 - 4 раза относительно ГТУ той же мощности).

Таким образом, с учётом особенностей функционирования, изолированных энергорайонов, небольших электрических и тепловых нагрузок, предпочтительным является выбор газопоршневых установок. При этом окончательный выбор должен осуществляться на этапе проектирования электростанции на основании технико-экономического сравнения вариантов,

в котором учитываются конкретные коммерческие предложения возможных поставщиков.

С точки зрения эксплуатации наиболее целесообразными представляются варианты покрытия перспективного небаланса мощности в энергорайоне агрегатами одного производителя и одной модели. Применение машин разной мощности должно быть экономически обосновано.

Следует отметить, что номинальные мощности газопоршневых установок значительно отличаются у различных производителей. Таким образом, различные линейки номинальных мощностей установок дают возможность выбора единичных мощностей с шагом в несколько десятков кВт. Газотурбинные установки мощностью 2 МВт и более выпускаются с шагом номинальной мощности в линейке порядка 1 МВт.

2. Возможность развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

На территории о. Шикотан отсутствуют электростанции, использующие возобновляемые источники энергии. Но в 2017 г. по заказу агентства по развитию электроэнергетики и газификации Сахалинской области была выполнена разработка научно-исследовательской работы «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения Южно-Курильского городского округа о. Шикотан». В соответствии с анализом, проведенным в рамках данной работы, были сделаны выводы о наличии ветрового потенциала острова, следовательно, целесообразности строительства на территории о. Шикотан ВЭС. Кроме этого в работе был сделан вывод о том, что в связи с неблагоприятными природными условиями на острове отсутствуют условия для использования солнечной энергии.

В заключение следует отметить, что окончательный выбор установленной мощности электростанций и состава генерирующего оборудования должен осуществляться на этапе разработки проектной документации по каждому генерирующему объекту в отдельности, при учёте конкретных коммерческих предложений от поставщиков оборудования. В данной работе приводятся анализ и оценка необходимости ввода новых генерирующих мощностей в рассматриваемом энергорайоне, а также даются рекомендации по наиболее предпочтительным диапазонам значений единичной мощности генерирующего оборудования и установленных мощностей электростанций.

Разработка вариантов оптимального развития объектов генерации

Электроснабжение населенных пунктов о. Шикотан с. Малокурильское и с. Крабозаводское, расположенных на территории МО «Южно-Курильский городской округ», осуществляется от локальной энергосистемы острова, состоящей из следующих источников генерации:

- ДЭС с. Малокурильское»;
- ДЭС с. Крабозаводское;

- ДЭС «РК «Островной»;
- ДЭС «Курильский рыбак».

и электрических сетей класса напряжения 0,4 – 6 (10) кВ.

Оперативное управление и эксплуатацию ДЭС с. Крабозаводское и ДЭС с. Малокурильское, электрических сетей 0,4 - 6 кВ на территории о. Шикотан осуществляет МУП «Шикотанское жилищное управление».

ДЭС «Курильский рыбак» работает изолированно от общей сети и снабжает электроэнергией крупного потребителя - филиал «Крабозаводск» ЗАО «Курильский рыбак», и прилегающую инфраструктуру. Т. к. указанная ДЭС является частной собственностью ЗАО «Курильский рыбак» и у собственника нет планов по присоединению данной станции к общей электрической сети, ДЭС «Курильский рыбак» исключается из дальнейшего рассмотрения. Похожая ситуация с ДЭС «РК «Островной», которая является частной собственностью промышленного потребителя ООО Рыбокомбинат «Островной». В связи с недостатком генерирующих мощностей, станция была передана в аренду АО «Мобильные ГТЭС». Реализация проекта «Развитие рыбокомбината Островной» предполагает присоединение данной нагрузки к электрической сети энергорайона «Малокурильское». При определении перспектив развития района данная станция не учитывается.

Замена оборудования на новое и увеличение мощности на существующих ДЭС противоречит «Климатической программе Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., направленной на достижение углеродной нейтральности Сахалинской области, разработанной в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента⁵². В рамках концепции достижение углеродной нейтральности Сахалинской области при проведении работ по реконструкции существующих дизельных станций, требуемой в соответствии с техническим состоянием ДЭС и дефицитом располагаемой мощности, требуется применение оборудования, использующего в качестве топлива природный газ.

Существующие станции находятся в центре жилой застройки, следовательно, нет возможности увеличения площади станций. Кроме этого, для возможности работы станций на СПГ, требуется развитие газовой инфраструктуры, строительство СПХР, что также требует дополнительных площадей. В связи с отсутствием свободного места на территории поселков, а также отсутствием необходимости строительства и обслуживания газовой инфраструктуры сразу в двух населенных пунктах, рекомендуется выполнить объединение данных энергорайонов и строительство станции на свободной территории, расположенной между двумя населенными пунктами. Карта-схема планируемой площадки для строительства станции приведена на рисунке 5.2.3.1.

⁵² В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

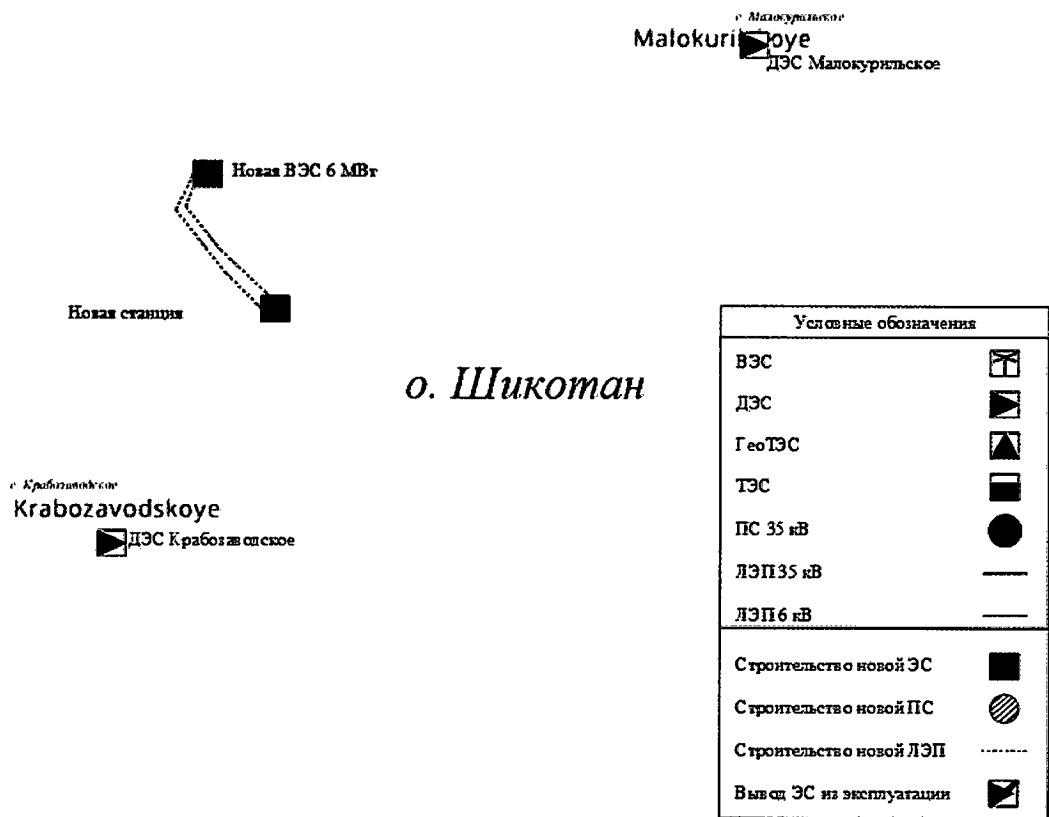


Рисунок 5.2.3.1. Расположение площадки новой станции о. Шикотан

5.2.3.1. Консервативный вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учётом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций для каждого энергорайона отдельно. Результаты данного анализа приведены в таблицах 5.2.3.1.1.

Таблица 5.2.3.1.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Малокурильское» в период 2022 - 2035 г.г. для оптимистического прогноза

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	4,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с Малокурильское⁵³</i>	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Располагаемая мощность станций, МВт	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с Малокурильское</i>	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25

⁵³ Информация приведена в соответствии с планами собственника, учитываемыми в Схеме и программе развития Сахалинской области до 2025 г.

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	2,84	3,19	3,23	3,26	3,41	3,44	3,52	3,60
Нормативный резерв мощности, МВт	1,30	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	4,14	4,84	4,88	4,91	5,06	5,09	5,17	5,25
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,61	-0,59	-0,63	-0,66	-0,81	-0,84	-0,92	-1,00

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Малокурильское» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 1,0 МВт.

Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2024 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки.

Таблица 5.2.3.1.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Крабозаводское» в период 2022 - 2035 г.г. для оптимистического прогноза

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с Крабозаводское</i>	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Располагаемая мощность станций, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с Крабозаводское</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,20	1,43	1,59	1,60	1,76	1,77	1,81	1,86
Нормативный резерв мощности, МВт	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,80	3,03	3,19	3,20	3,36	3,37	3,41	3,46
ИЗЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,70	-0,93	-1,09	-1,10	-1,26	-1,27	-1,31	-1,36

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Крабозаводское» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 1,36 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на

основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2024 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки.

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Шикотан:

- 1) Дефицит располагаемой мощности в период 2020 - 2035 г.г.;
- 2) Наличие ветрового потенциала о. Шикотан;
- 3) Перспектива развития газовой инфраструктуры на территории острова;
- 4) Наличие объектов генерации о. Шикотан в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Замена оборудования на новое и увеличение мощности на существующих ДЭС противоречит «Климатической программе Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., направленной на достижение углеродной нейтральности Сахалинской области, разработанной в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента⁵⁴. В рамках концепции достижение углеродной нейтральности Сахалинской области при проведении работ по реконструкции существующих дизельных станций, требуемой в соответствии с техническим состоянием ДЭС и дефицитом располагаемой мощности, требуется применение оборудования, использующего в качестве топлива природный газ.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы острова Шикотан:

- Вывод из эксплуатации (либо в резерв) существующих ДЭС «Малокурильское» и ДЭС с. Крабозаводское и строительство новой двухтопливной электростанции;
- Объединение энергорайонов «Крабозаводское» и «Малокурильское»;
- Строительство ветровой электростанции.

Определение требуемой мощности новой электростанции для консервативного прогноза потребления

⁵⁴ В настоящее время вступил в силу федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ "О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации"

Минимальная необходимая располагаемая мощность станции определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для острова Шикотан собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 5,45 МВт (раздел 5.2.2.1). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования на новой станции ($2 \times P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) соответствует мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + 2 \times P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{нагр}} = 5,45$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчет требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчета приведены в таблице 5.2.3.1.3.

При выборе генераторов с единичной мощностью менее 0,5 МВт, количество устанавливаемых генераторов составит более 13 шт. (таблица 5.2.3.1.3). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данные варианты исключены из рассмотрения.

Расчет требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Шикотан на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность прочих станций, МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
0,5	1	5,45	6,45	-	6,45	13	6,5
1	2	5,45	7,45	-	7,45	8	8
2	4	5,45	9,45	-	9,45	5	10
3	6	5,45	11,45	-	11,45	4	12
4	8	5,45	13,45	-	13,45	4	16

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 4 МВт нерационально, т.к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50%, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных был составлен помесечный прогноз потребления мощности (в режиме минимума) на этап 2035 г., приведенный в таблице 5.2.3.1.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

На основании данных, приведенных в таблице 5.2.3.1.4 варианты с единичной мощностью генераторов 2 МВт и выше исключаются в связи с низкой загрузкой в режиме минимума.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции лежит в диапазоне от 0,5 до 1,5 МВт ($1 \pm 0,5$ МВт). Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции равна $8 \pm 10\%$ МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ⁵⁵	0,31	0,33	0,49	0,45	0,44	0,38	0,37	0,33	0,35	0,32	0,35	0,40	
Нагрузка, МВт		1,7	1,8	2,7	2,5	2,4	2,1	2,0	1,8	1,9	1,8	1,9	2,2		
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3		
	Загрузка генератора, %	85	92	89	82	80	71	68	92	95	88	95	73	68	95
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2		
	Загрузка генератора, %	85	92	67	62	60	53	51	92	95	88	95	55	51	95
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	Загрузка генератора, %	56	61	89	82	80	71	68	61	63	59	63	73	56	89
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	Загрузка генератора, %	42	46	67	62	60	53	51	46	48	44	48	55	42	67

⁵⁵ относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Шикотан для консервативного варианта

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокуруильское и ДЭС с. Крабозаводское в III квартале 2024 г.;
- Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 8 ± 10 % МВт* в III квартале 2024 г.;
- Объединение энергорайонов «Малокуруильское» и «Крабозаводское» в III квартале 2024 г.;
- Строительство ветровой электростанции 2 МВт** в IV квартале 2025 г.

Примечания:

*При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.

**Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 от максимальной мощности энергосистемы с учетом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 5,5 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.

5.2.3.2. Оптимистический вариант развития

Для определения необходимости ввода новых генерирующих мощностей был проведен сравнительный анализ спроса на электрическую мощность с учётом прогнозного роста нагрузки и располагаемой мощности существующих электрических станций для каждого энергорайона отдельно. Результаты данного анализа приведены в таблицах 5.2.3.2.1.

Таблица 5.2.3.2.1.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Малокуруильское» в период 2022 - 2035 г.г. оптимистического прогноза с учетом роста РК Островной

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	4,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Малокуруильское ⁵⁶	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Располагаемая мощность станций, МВт	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС с. Малокуруильское	3,53	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	2,84	3,98	4,07	4,16	4,27	8,57	13,14	13,3

⁵⁶ Информация приведена в соответствии с планами собственника, учитываемыми в Схеме и программе развития Сахалинской области до 2025 г.

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Нормативный резерв мощности, МВт	1,3	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	4,14	5,63	5,72	5,81	5,92	10,22	14,79	14,95
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,61	-1,38	-1,47	-1,56	-1,67	-5,97	-10,54	-10,7

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Малокурильское» можно сделать вывод о необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 10,7 МВт.

Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2024 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки. Начиная с 2025 г. значение располагаемой мощности существующих станций перестает покрывать величину максимума потребления, т.е. обеспечение электроснабжения потребителей в полном объёме становится невозможным. Следовательно, строительство объектов генерации должно быть осуществлено не позднее 2025 г.

Таблица 5.2.3.2.2.

Сравнительный анализ прогнозного потребления и располагаемой мощности существующих станций энергорайона «Крабозаводское» в период 2022 - 2035 г.г. для оптимистического прогноза с учетом роста РК Островной

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность станций, МВт	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Располагаемая мощность станций, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
СПРОС								
Максимум потребления, МВт	1,2	1,38	1,54	1,81	2,12	3,34	6	6,32
Нормативный резерв мощности, МВт	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	2,8	2,98	3,14	3,41	3,72	4,94	7,6	7,92
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,7	-0,88	-1,04	-1,31	-1,62	-2,84	-5,5	-5,82

Таким образом, на основании прогнозного баланса электрической мощности энергорайона «Крабозаводское» можно сделать вывод о

необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей в период до 2035 г. в объёме не менее 5,82 МВт. Данный энергорайон характеризуется дефицитом располагаемой мощности с учётом нормативного резерва на основании фактических данных. В период с 2022 г. по 2024 г. дефицит располагаемой мощности (с учётом нормативного резерва) увеличивается, но при этом значение располагаемой мощности станций превышает прогнозируемое значение нагрузки. Начиная с 2025 г. значение располагаемой мощности существующих станций перестает покрывать величину максимума потребления, т.е. обеспечение электроснабжения потребителей в полном объёме становится невозможным. Следовательно, строительство объектов генерации должно быть осуществлено не позднее 2025 г.

Анализируя вышесказанное, можно выделить основные факторы, влияющие на модернизацию энергосистемы о. Шикотан:

- 1) Дефицит располагаемой мощности в период 2020 - 2035 г.г.;
- 2) Наличие ветрового потенциала о. Шикотан;
- 3) Перспектива развития газовой инфраструктуры на территории острова;
- 4) Наличие объектов генерации о. Шикотан в реестре объектов генерации, на которых предусмотрено повышение эффективности генерации с использованием решений на базе возобновляемых источников энергии и СПГ в соответствии с «Планом мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.

Учитывая вышеприведенные факторы, в работе предлагается следующий комплекс мероприятий по модернизации энергосистемы острова Шикотан:

- Вывод из эксплуатации (либо в резерв) существующих ДЭС «Малокурильское» и ДЭС с. Крабозаводское и строительство новой двухтопливной электростанции;
- Объединение энергорайонов «Крабозаводское» и «Малокурильское»;
- Строительство ветровой электростанции.

Определение требуемой мощности новой электростанции для оптимистического прогноза потребления

Минимальная необходимая располагаемая мощность станции определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для острова Шикотан собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 19,6 МВт (раздел 5.2.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования на новой станции ($2 \times P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) соответствует мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + 2 \times P_{\text{ген}}$$

где $P_{\text{нагр}} = 19,6$ МВт.

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчет требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчета приведены в таблице 5.2.3.2.3.

При выборе генераторов с единичной мощностью менее 2 МВт, количество устанавливаемых генераторов составит более 12 шт. (таблица 5.2.3.2.3). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данные варианты исключены из рассмотрения.

Расчет требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Шикотан на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность прочих станций, МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	2	19,6	21,6	-	21,6	22	22
2	4	19,6	23,6	-	23,6	12	24
3	6	19,6	25,6	-	25,6	9	27
4	8	19,6	27,6	-	27,6	7	28
5	10	19,6	29,6	-	29,6	6	30
6	12	19,6	31,6	-	31,6	6	36
7	14	19,6	33,6	-	33,6	5	35

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 7 МВт нерационально, т.к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50%, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных, приведенных в разделе 5.1.5, был составлен помесечный прогноз потребления мощности (в режиме минимума) на этап 2035 г., приведенный в таблице 5.2.3.2.4. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

На основании данных, приведенных в таблице 5.2.3.2.4 варианты с единичной мощностью генераторов 5 МВт и выше исключаются в связи с низкой загрузкой в режиме минимума.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции лежит в диапазоне от 2 до 4 МВт (3 ± 1 МВт). Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции равна $27 \pm 10\%$ МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ⁵⁷	0,31	0,33	0,4	0,45	0,44	0,3	0,37	0,33	0,35	0,32	0,35	0,4	0
Нагрузка, МВт	6,0	6,5	9,5	8,8	8,5	7,5	7,3	6,5	6,8	6,3	6,8	7,8			
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	7	7	10	9	9	8	7	7	7	7	7	8		
	Загрузка генератора, %	86	93	95	98	95	94	91	93	97	90	97	97	86	98
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	4	4	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4		
	Загрузка генератора, %	75	82	95	88	85	94	91	82	85	79	85	97	75	97
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
	Загрузка генератора, %	67	73	80	98	95	84	81	73	75	70	75	87	67	98
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	75	82	80	73	71	94	91	82	85	79	85	97	71	97
5 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	60	65	95	88	85	75	73	65	68	63	68	78	60	95
6 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	50	54	80	73	71	63	61	54	57	52	57	65	50	80
7 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2		
	Загрузка генератора, %	86	93	68	63	61	54	52	93	97	90	97	56	52	97

⁵⁷ относительно максимума нагрузки

Определение требуемой мощности новой электростанции для оптимистического прогноза потребления без учета роста РК Островной

Минимальная необходимая располагаемая мощность станции определяется как сумма собственного максимума нагрузки и величины нормативного резерва мощности, равного для изолированной энергосистемы суммарной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования:

$$P_{\text{сумм расп}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{резерва}}$$

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования.

Следует отметить, что в соответствии с п. 18 Приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» от 11 февраля 2019 г. располагаемая мощность солнечных и ветровых электростанций в прогнозном балансе мощности энергосистемы должна приниматься равной нулю.

Для острова Шикотан собственный максимум нагрузки ($P_{\text{нагр}}$) на этап 2035 г. равен 15,6 МВт (раздел 5.2.2.2). Величина нормативного резерва мощности будет складываться из суммы установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования на новой станции ($2 \times P_{\text{ген}}$).

Суммарная располагаемая мощность ($P_{\text{сумм расп}}$) соответствует мощности новой станции, равной произведению количества блоков новой станции ($N_{\text{бл}}$) и единичной мощности генератора ($P_{\text{ген}}$).

Таким образом, получаем следующее выражение:

$$N_{\text{бл}} \times P_{\text{ген}} = P_{\text{нагр}} + 2 \times P_{\text{ген}}, \text{ где } P_{\text{нагр}} = 15,6 \text{ МВт.}$$

Как видно из данного равенства, однозначно определить требуемую располагаемую мощность новой станции не представляется возможным, т. к. она напрямую зависит от единичной мощности генераторного оборудования.

Поэтому в работе был проведен расчет требуемой располагаемой мощности станции для различных номинальных единичных мощностей генератора с шагом в 1 МВт. Результаты данного расчета приведены в таблице 5.2.3.2.5.

При выборе генераторов с единичной мощностью менее 2 МВт, количество устанавливаемых генераторов составит более 10 шт. (таблица 5.2.3.2.5). Большое число машин увеличивает затраты на эксплуатацию и требуемую площадь для размещения станции, поэтому данные варианты исключены из рассмотрения.

Расчет требуемой располагаемой мощности новой станции

Единичная мощность блока, МВт	Нормативный резерв мощности, МВт	Суммарная нагрузка о. Шикотан на этап 2035 г., МВт	Необходимая располагаемая мощность, МВт	Располагаемая мощность прочих станций, МВт	Дефицит располагаемой мощности, МВт	Необходимое количество генераторов	Мощность станции, МВт
1	2	15,6	17,6	-	17,6	18	18
2	4	15,6	19,6	-	19,6	10	20
3	6	15,6	21,6	-	21,6	8	24
4	8	15,6	23,6	-	23,6	6	24
5	10	15,6	25,6	-	25,6	6	30
6	12	15,6	27,6	-	27,6	5	30

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности станции минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску. Рассмотрение блоков мощностью больше 6 МВт нерационально, т.к. ведет к дальнейшему увеличению нормативного резерва мощности и, как следствие, необоснованному увеличению мощности станции.

Следует отметить, что технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50%, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

На основании ретроспективных данных был составлен помесечный прогноз потребления мощности (в режиме минимума) на этап 2035 г., приведенный в таблице 5.2.3.2.6. Рассмотрим помесечную загрузку станции с генераторами различной единичной мощности в режимах минимума нагрузки и произведем выбор оптимальной мощности электростанции.

Выбор оптимальной мощности электростанции

На основании данных, приведенных в таблице 5.2.3.2.6 варианты с единичной мощностью генераторов 4 МВт и выше исключаются в связи с низкой загрузкой в режиме минимума.

Таким образом, наиболее оптимальная единичная мощность новой станции лежит в диапазоне от 2 до 3 МВт ($2,5 \pm 0,5$ МВт). Следовательно, установленная мощность новой двухтопливной электростанции равна $20 \pm 10\%$ МВт.

Помесячная загрузка генераторов в режиме минимума на этап 2035 г.

Единичная мощность генератора	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	MIN	MAX
		Нагрузка, о. е. ⁵⁸	0,31	0,33	0,49	0,45	0,44	0,38	0,37	0,33	0,35	0,32	0,35	0,40	
Нагрузка, МВт	4,8	5,2	7,6	7,0	6,8	6,0	5,8	5,2	5,4	5,0	5,4	6,2			
1 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	5	6	8	7	7	6	6	6	6	5	6	7		
	Загрузка генератора, %	96	87	95	100	97	100	97	87	90	100	90	89	87	100
2 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4		
	Загрузка генератора, %	80	87	95	88	85	100	97	87	90	83	90	78	78	100
3 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3		
	Загрузка генератора, %	80	87	84	78	76	100	97	87	90	83	90	69	69	100
4 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	Загрузка генератора, %	60	65	95	88	85	75	73	65	68	63	68	78	60	95
5 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2		
	Загрузка генератора, %	96	52	76	70	68	60	58	52	54	100	54	62	52	100
6 МВт	Кол-во используемых генераторов, шт.	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2		
	Загрузка генератора, %	80	87	63	58	57	100	97	87	90	83	90	52	52	100

⁵⁸ Относительно максимума нагрузки

Итоговый вариант оптимального развития объектов генерации на территории о. Шикотан в рамках оптимистического варианта

Ниже приведен итоговый перечень рекомендаций по строительству объектов генерации на территории острова:

- Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабозаводское в III квартале 2024 г.;
- Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 27 ± 10 % МВт* в III квартале 2024 г. (для оптимистического прогноза потребления с учетом роста РК Островной);
- Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 20 ± 10 % МВт* в III квартале 2024 г. (для оптимистического прогноза потребления без учета роста РК Островной);
- Объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабозаводское» в III квартале 2024 г.;
- Строительство ветровой электростанции 6 МВт** в IV квартале 2025 г.

Примечания:

**При проектировании объекта генерации необходимо предусмотреть возможность увеличения мощности станции в случае дальнейшего роста нагрузок.*

***Поскольку ветроэлектростанция (ВЭС) не позволяет обеспечить стабильность производства электроэнергии, то она может быть использованы только в качестве дополнения других, более стабильных источников, таких как ДЭС или ГеоТЭС. Мощность ВЭС принята в размере 0,3 - 0,4 от максимальной мощности энергосистемы с учетом подключаемой нагрузки, на этап 2035 г. равной 19,6 МВт. Данное значение будет уточнено при расчёте экономической чувствительности проекта в рамках данной работы.*

5.2.4. Оценка сопоставимых вариантов строительства электростанций на различных видах топлива

5.2.4.1. Консервативный вариант развития

1) Определение капитальных затрат

Двухтопливная электростанция

Оценка объёма капитальных затрат в строительство двухтопливной электростанции была произведена на основании предоставленных ранее технико-коммерческих предложений по сооружению ДЭС на о. Шикотан а так же на основании проведенных в 2020 - 2021 г.г. конкурсов по модернизации электростанций изолированных районов Камчатки. По результатам состоявшихся конкурсов плановая величина капитальных затрат составила порядка 120 тыс. руб. за 1 кВт. С учётом показателей инфляции на период до 2024 года, плановая величина капитальных затрат по строительству электростанции может увеличиться до 150 - 160 тыс. руб. за 1 кВт.

Консервативным сценарием развития предусматривается строительство двухтопливной электростанции мощностью 8 МВт, с учётом чего общий объём капитальных вложений составит 1 280,0 млн. руб.

Ветроэлектростанция

В соответствии с перспективами развития генерации, рекомендуются к строительству ВЭС мощностью порядка 2 МВт. При анализе рассматривались ВЭС в диапазоне мощностей от 250 до 500 кВт. Анализ потенциального применения выделялся по следующим пунктам:

- 1) возможность доставки ВЭУ на площадку монтажа;
- 2) единичная номинальная мощность;
- 3) возможность доставки крана на площадку монтажа

Таблица 5.2.4.1.1.

Оценка единичной мощности ВЭС

Мощность ВЭУ	500 кВт	300 кВт	250 кВт	275 кВт
Масса ВЭУ	28,1 т	26,2	20,2 т	19,8 т
Требуемая масса крана	90т	50 т	50 т	50 т
Максимальная скорость ветра	70 м/с	70 м/с	60 м/с	52,5 м/с
Возможность доставки ВЭУ на площадку	нет	да	да	да
Возможность доставки крана	нет	да	да	да
Соответствие условиям	нет	да	да	да

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что использование ВЭУ 500 кВт недопустимо в связи с его габаритами и невозможности прохождения необходимой техники на строительную площадку. В связи с этим в работе рекомендуется рассматривать ВЭУ в диапазоне 250-300 кВт.

При строительстве должны использоваться ВЭУ, чьи элементы конструкции обеспечивают возможность их транспортировки в стандартных 20-и и 40-а футовых контейнерах. Размеры их элементов должны вписываться в следующие габариты: 6 м x 2,4 м x 2,5 м (20 футовый контейнер) или 12 м x 2,4 м x 2,5 м (40 футовый контейнер).

В таблице 5.2.4.1.2 приведена оценка капитальных затрат по строительству.

Таблица 5.2.4.1.2

Определение капитальных затрат ВЭС

№	Наименование показателя	Стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Методика расчета
1	Оборудование ВЭУ (250 кВт) 8 шт.	334 080	Стоимость одной турбины ~ €480000
2	Проектно-изыскательские работы	50 112	Принято в размере 15 % от стоимости

№	Наименование показателя	Стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Методика расчета
			оборудования ВЭУ
3	Доставка оборудования ВЭУ	82 858	Принято по объекту аналогу с учетом индексации
	Фундамент ВЭУ	16 767	
	Монтаж ВЭУ	17 723	
	Энергообеспечение ВЭУ	68 850	
	Наружное освещение ВЭУ	1 495	
	Охранная сигнализация	4 617	
	Заземление и молниезащита	1 245	
4	Подключение к сети	66 816	Принято в размере 10 % от стоимости оборудования ВЭУ
	ИТОГО:	644 563	
	Удельные капитальные затраты тыс. \$/кВт	4,48	

По результатам оценки, удельные капитальные затраты в строительство ВЭС составили 4,5 тыс. \$/за кВт, что сопоставимо с затратами по аналогичным проектам в мире. Так удельные показатели стоимости строительства ВЭС различной мощности составляют:

- При мощности агрегатов 100 кВт – 6,5 тыс. \$/кВт;
- При мощности агрегатов 250 кВт – 4,5 тыс. \$/кВт;
- При мощности агрегатов 500 кВт – 4,2 тыс. \$/кВт;
- При мощности агрегатов 1100 кВт – 2,5 тыс. \$/кВт.

В таблице 5.2.4.1.3 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Шикотан.

Таблица 5.2.4.1.3.

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей о. Шикотан

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
1	Строительство двухтопливной электростанции	8 МВт	1 280 000
2	Строительство ВЭС	2 МВт	644 563
	ИТОГО:		1 924 563

2) Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

Методологической основой для проведения финансовых расчетов были:

1. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденные Минэкономки РФ,

Министерством финансов РФ и государственным комитетом РФ по строительству;

2. «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в энергетике с типовыми примерами», утвержденные «РАО ЕЭС» в 1997 г.

3. «Методические рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281.

Для оценки технико-экономических параметров возможных вариантов электроснабжения и выбора наиболее оптимального в работе был принят критерий минимума дисконтированных затрат, для чего произведён анализ денежных потоков для различных сценариев состава генерирующих мощностей.

Составляющими критерия являются капитальные вложения, и текущие ежегодные эксплуатационные издержки. Капитальные вложения и издержки приводятся к единому моменту времени с помощью нормы дисконтирования.

Основные предположения

Анализ эффективности выполнялся в соответствии со следующими допущениями:

- все расчеты выполняются в рублях РФ;
- расчеты выполнены в прогнозных ценах (на перспективу до 2041 года) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ Министерства экономического развития Российской Федерации;
- расчеты выполнены без учета НДС.
- расчетный период (горизонт планирования), на который осуществляется оценка дисконтированных затрат, принят в соответствии с минимальным сроком службы оборудования на уровне 20 лет.
 - шаг прогноза - 1 год
 - реализация инвестиций осуществляется в соответствии с планами строительства объектов генерации.
- ставка дисконтирования принята в размере 10%.
- налог на имущество принят в размере – 2,2%

В соответствии с рассматриваемыми конфигурациями предполагается варьирование мощности вводимых ВЭС для определение наиболее эффективной конфигурации. Ввод ВЭС в эксплуатацию не влияет на состав оборудования котельных и двухтопливной электростанции. Таким образом, изменение эксплуатационных затрат (персонал, ремонты) по двухтопливной электростанции и котельным не изменятся и в расчетах не учитывается. Основным эффектом от ввода ВЭС является снижение расхода топлива на двухтопливной электростанции. В расчетах учтено снижение топлива пропорционально снижению выработки на соответствующей станции. С

учетом этого, в состав рассматриваемых эксплуатационных затрат при расчете критерия минимума дисконтированных затрат вошли:

- Топливо для двухтопливной электростанции
- Расходы по содержанию и эксплуатации ВЭС
- Налог на имущество
- Амортизация

Топливо

Стоимость дизельного топлива для двухтопливной электростанции принята в размере 71 229 руб./т. с учётом транспортных расходов. Данная величина была взята в соответствии с ранее принятым решением региональной энергетической комиссии Сахалинской области при определении тарифов на электрическую энергию на 2020 г. и 2021 г. с учётом индексации.

В дальнейшем при завершении программы по газификации предполагается использование СПГ. Стоимость сжиженного природного газа (СПГ) в прогнозных расчётах была принята равной 50 000 руб./тонну с учётом транспортных расходов.

Эксплуатационные затраты ВЭС

Согласно общемировой практике эксплуатации ветроэлектрических систем эксплуатационные затраты приняты в размере 2 % в год от стоимости капитальных затрат. Таким образом, годовые эксплуатационные затраты по ВЭС составят 12,89 млн. руб.

Амортизация основных средств

Норма амортизационных начислений в данной работе определялась линейным способом – как процент от первоначальной стоимости объекта строительства, нормированный сроком службы и эксплуатации.

ВЭС. Срок полезного использования от 15 до 25 лет. Коэффициент амортизации 4%.

ДЭС. Срок полезного использования от 15 до 20 лет. Коэффициент амортизации 6,2%.

В соответствии с представленной выше методикой и исходными данными были сформированы финансовые модели и произведен расчет дисконтированных затрат по каждому из рассматриваемых вариантов.

По результатам проведенных расчетов в таблице 5.2.4.3 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Таблица 5.2.4.1.4.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	10	11	9	8
	Двухтопливная	8	8	8	8

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	10	11	9	8
	электростанция, МВт				
	ВЭС, МВт	2	3	1	0
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	2 288,66	2 671,92	1 905,41	1 522,16
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	4 672,00	4 793,06	4 550,94	4 429,89

По итогам проведенного расчёта, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 0 до 3 МВт) обладают схожими приведенными затратами (отклонение менее 5%), что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Наиболее точно состав оборудования и итоговой мощности ВЭС может быть оценен на более поздних стадиях проектирования после выбора соответствующей площадки, размещения ветроагрегатов на ней и получения технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования.

5.2.4.2. Оптимистический вариант развития

Аналогичные расчеты проведены для оптимистического варианта. В разделе приведены краткие результаты.

В таблице 5.2.4.2.1 приведены сводные затраты по вводу мощностей о. Шикотан.

Таблица 5.2.4.2.1

Укрупненные затраты по строительству генерирующих мощностей о. Шикотан

№	Наименование мероприятия	Установленная мощность, МВт	Стоимость текущая, тыс. руб.
1	Строительство двухтопливной электростанции	27 МВт	4 320 000
2	Строительство ВЭС	6 МВт	1 933 689
	ИТОГО:		6 253 689

Анализ эффективности энергоснабжения при различных вариантах энергообеспечения.

По результатам проведенных расчетов в таблице 5.2.4.2.2 приведены данные по рассмотренным сценариям.

Расчёты эффективности сценариев строительства ВЭС

	Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
1	Ввод мощностей, МВт	33	35	31	29
	Двухтопливная электростанция, МВт	27	27	27	27
	ВЭС, МВт	6	8	4	2
2	Капитальные вложения, млн руб. без НДС	7 436,80	8 203,31	6 670,29	5 903,79
3	Суммарные дисконтированные затраты за 20 лет, млн. руб.	11 931,90	12 174,01	11 689,78	11 447,67

По итогам проведенного расчёта, сценарии с установкой ВЭС различной мощностью (от 2 до 8 МВт) обладают схожими приведенными затратами, что говорит о пограничной эффективности ввода ВЭС в энергосистеме. Наиболее точно состав оборудования и итоговой мощности ВЭС может быть оценен на более поздних стадиях проектирования после выбора соответствующей площадки, размещения ветроагрегатов на ней и получения технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования.

5.2.5. Развитие межпоселковых связей

Электрическая сеть 10 кВ острова включает в себя ВЛ-10 кВ и ТП-10/6 кВ в с. Крабозаводское. В с. Малокурильское ТП-10/6 кВ отсутствует.

Линия связи 10 кВ, предназначенная для обеспечения объединения электрических сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское, построенная в 2013 г., и не введённую так в эксплуатацию. ЛЭП-10 кВ и ТП-10/6 кВ находится на балансе муниципального образования и не эксплуатируются, в оперативное управление ни одному из предприятий не передана.

В соответствии с планами, приведенными в разделе 5.2.3, планируется объединение энергорайонов с. Крабозаводское и с. Малокурильское. Расположение существующих объектов генерации приведено на рисунке 5.2.5.1.

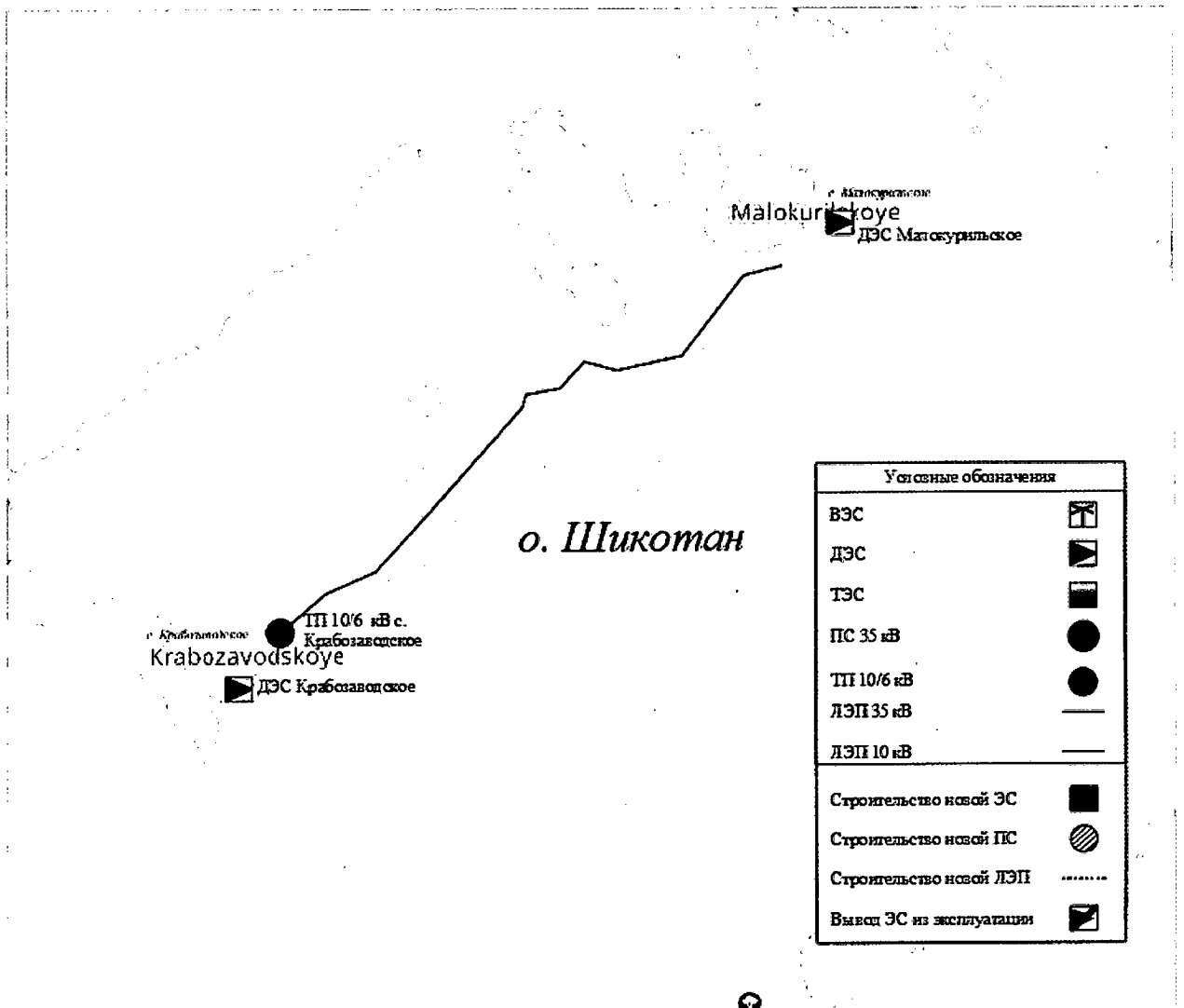


Рисунок 5.2.5.1. Расположение существующих объектов генерации о. Шикотан

5.2.5.1. Консервативный вариант развития

Предполагаемая площадка размещения новой двухтопливной электростанции расположена между двумя населенными пунктами. Таким образом, для осуществления электроснабжения потребителей с. Крабовое и с. Малокурильское рекомендуется строительство ВЛ-35 кВ вместо существующей линии связи ВЛ-10 кВ. Расстояние от планируемой станции до с. Крабовое и с. Малокурильское составляет порядка 5,7 км. Следует отметить, что площадка для планируемой к строительству в соответствии с разделом 5.2.3 ВЭС будет располагаться в непосредственной близости к новой двухтопливной электростанции мощностью 8 МВт, поэтому рекомендуется выдачу мощности ВЭС осуществлять через общее РУ.

Учитывая данную конфигурацию объектов генерации и населенных пунктов предлагаются следующие варианты:

Вариант 1 (сеть 35 кВ)

- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Крабозаводское ориентировочной протяженностью 5,7 км;
- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское ориентировочной протяженностью 5,7 км;
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×4 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 3,6 МВт);
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Крабозаводское с установкой трансформаторов мощностью $2 \times 2,5$ МВ*А (Нагрузка с. Крабозаводское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 1,86 МВт).

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.1.1.

Вариант 2 (сочетание сети 35 кВ и 10 кВ)

- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское;
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×4 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 3,6 МВт);
- Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции.

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.1.2.

Вариант 3 (сеть 10 кВ)

- Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции;
- Строительство ТП-10/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×4 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 3,6 МВт).

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.1.3.

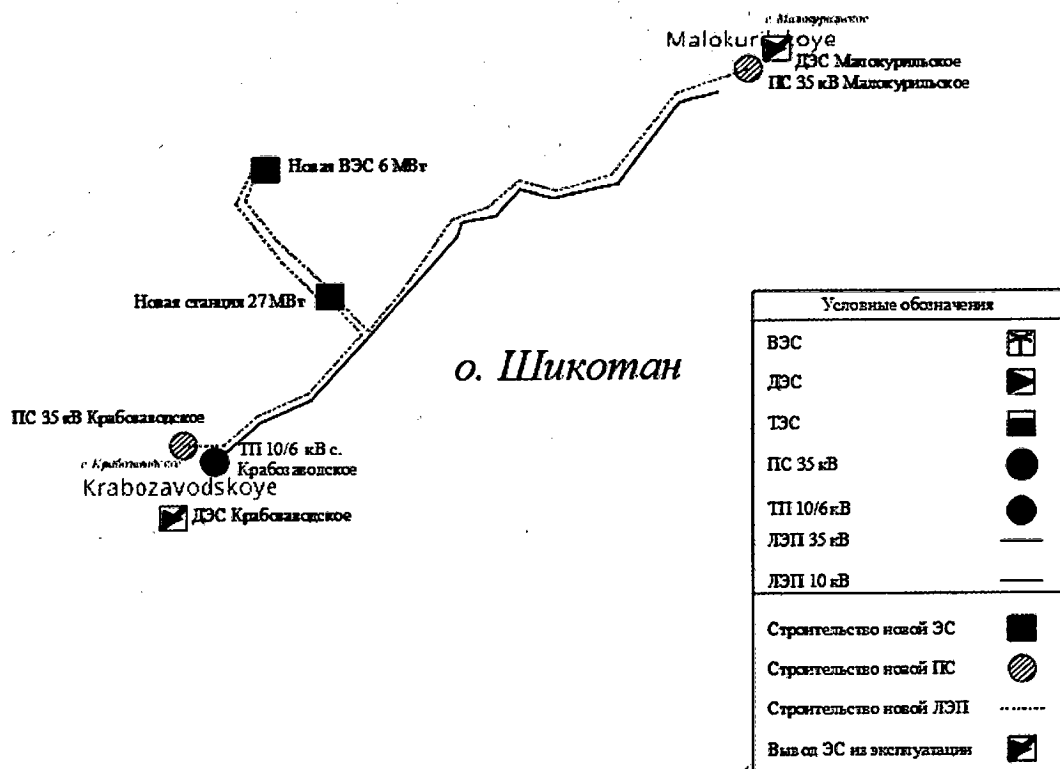


Рисунок 5.2.5.1.1. Вариант 1 строительства сетей о. Шикотан

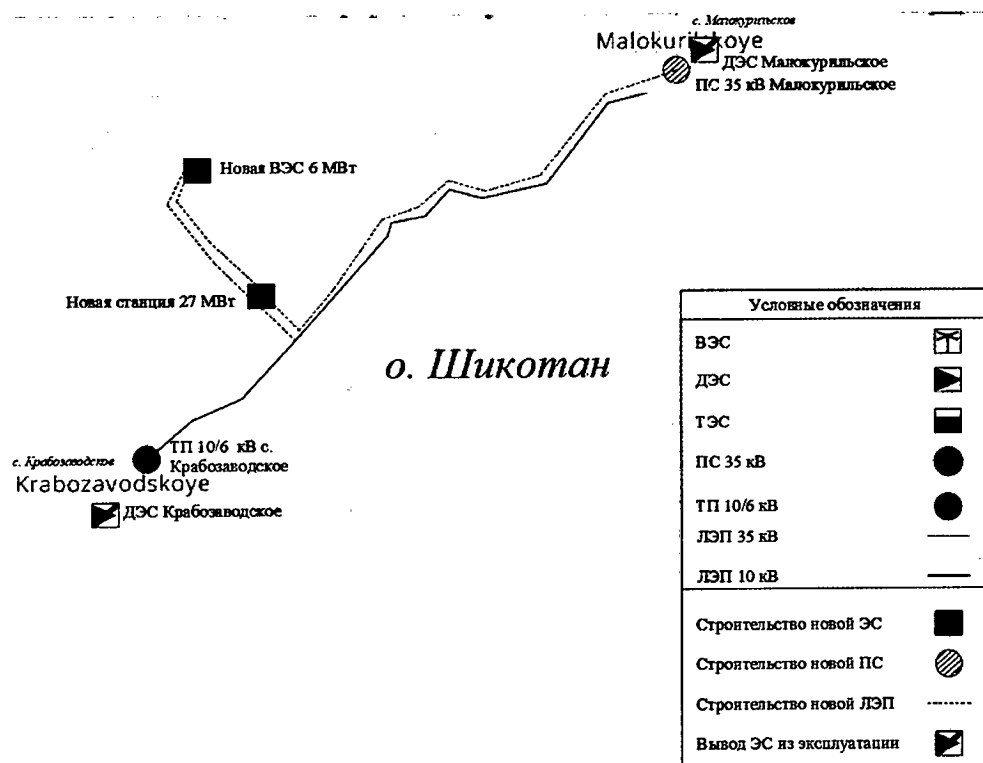


Рисунок 5.2.5.1.2. Вариант 2 строительства сетей о. Шикотан

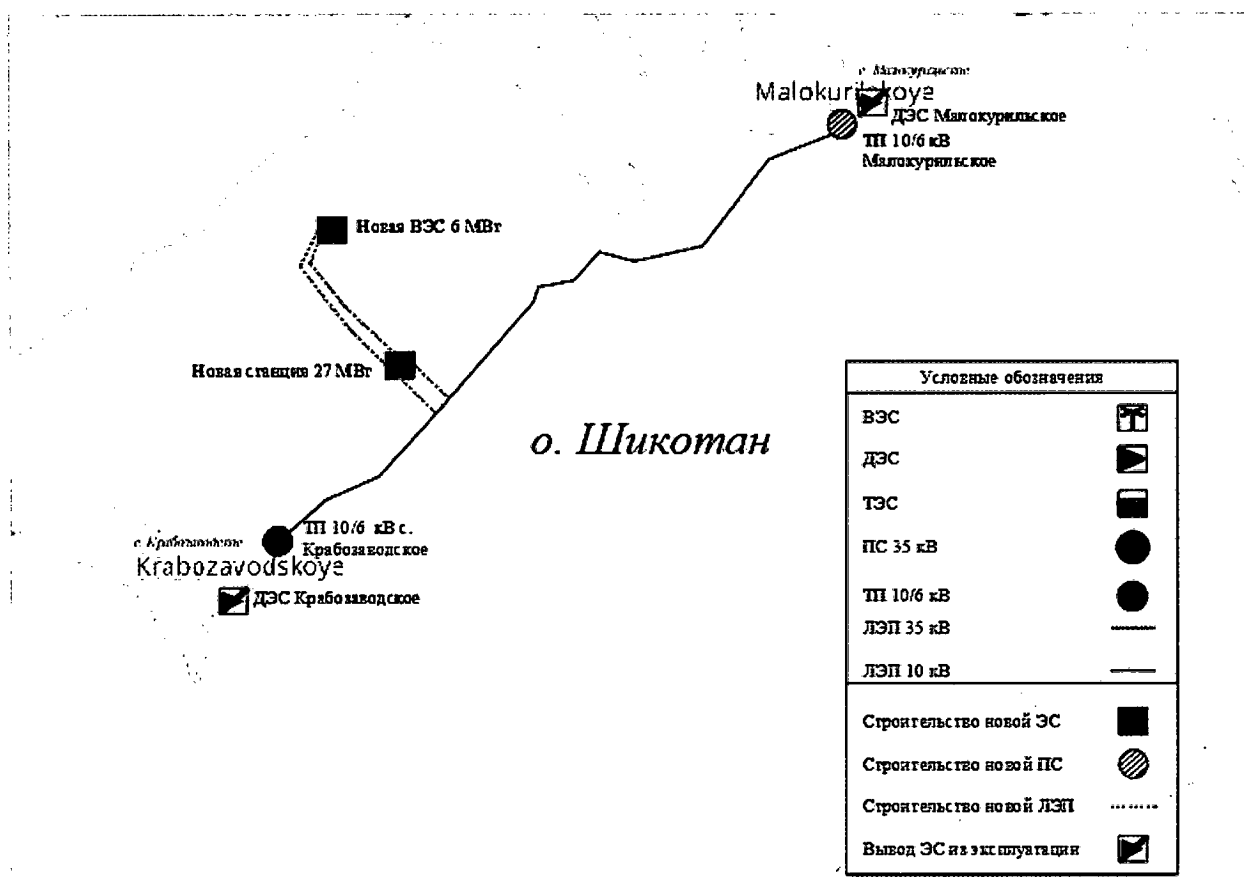


Рисунок 5.2.5.1.3. Вариант 3 строительства сетей о. Шикотан

Рассмотрим техническую возможность реализации варианта 2 (частично применение сети 10 кВ). На рисунке 5.2.5.1.4 приведена схема потокораспределения при реализации варианта, использующего существующую ВЛ 10 кВ (вариант 3). Данный расчёт показывает техническую невозможность реализации передачи данной мощности на данное расстояние по сети 10 кВ (наблюдается недопустимое снижение напряжения в районе с. Малокурильское). Следовательно, использование существующей ВЛ-10 кВ для объединения энергорайонов невозможно в связи с большой мощностью нагрузки, вариант 3 исключен из рассмотрения.

Схемы потокораспределения для вариантов 1 и 2 приведены на рисунках 5.2.5.1.5-5.2.5.1.6. Параметры режима находятся в допустимой области.

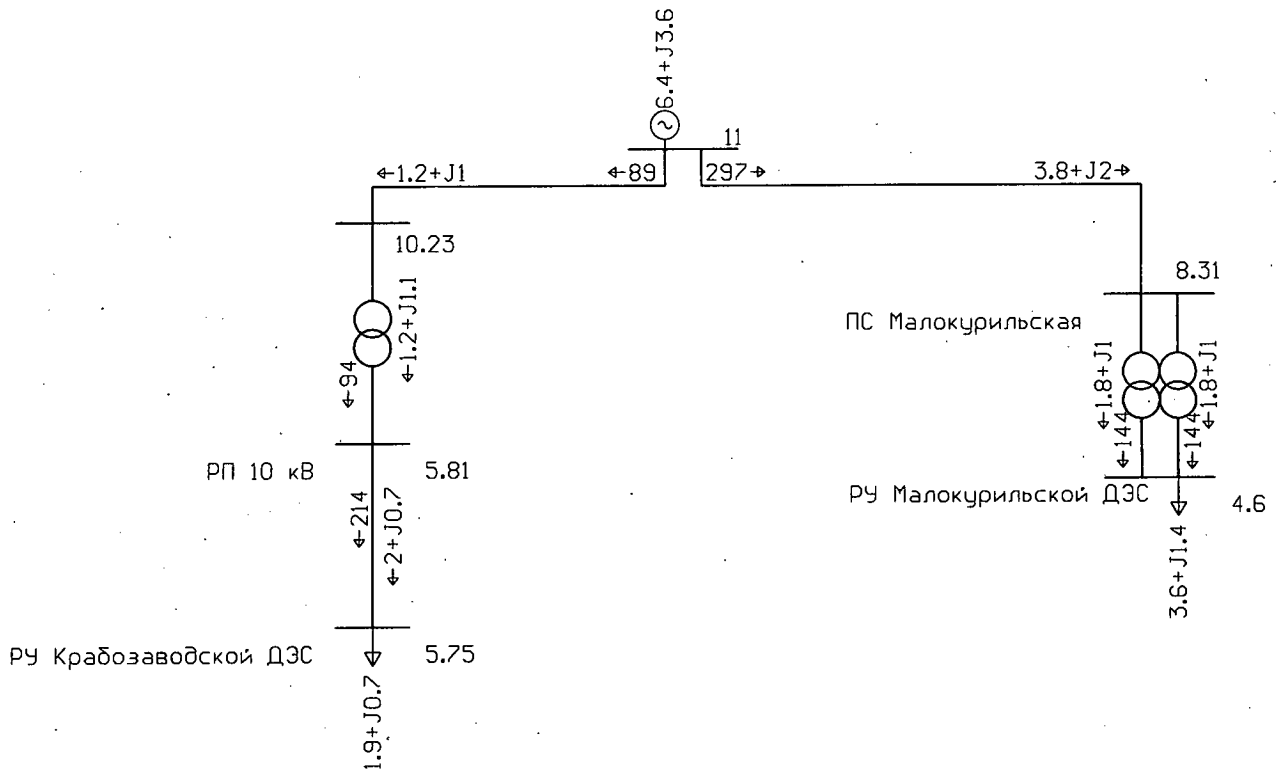


Рисунок 5.2.5.1.4. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Шикотан в режиме зимнего максимума 2035 г. для вариант 3 для консервативного прогноза потребления. Недопустимое снижение напряжения.

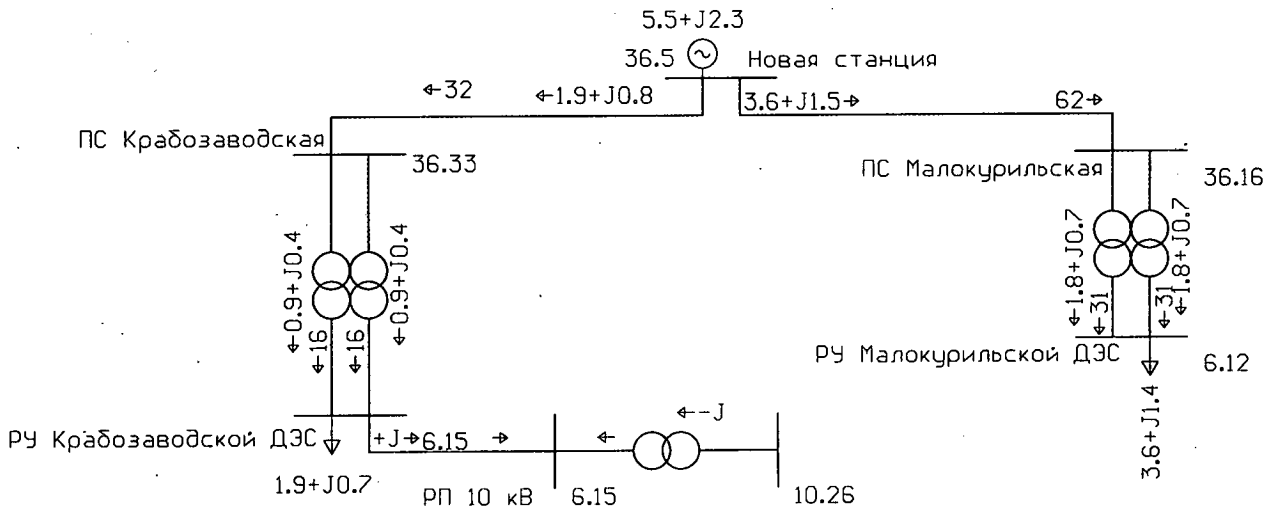


Рисунок 5.2.5.1.5. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Шикотан в режиме зимнего максимума 2035 г. для вариант 1 для консервативного прогноза потребления.

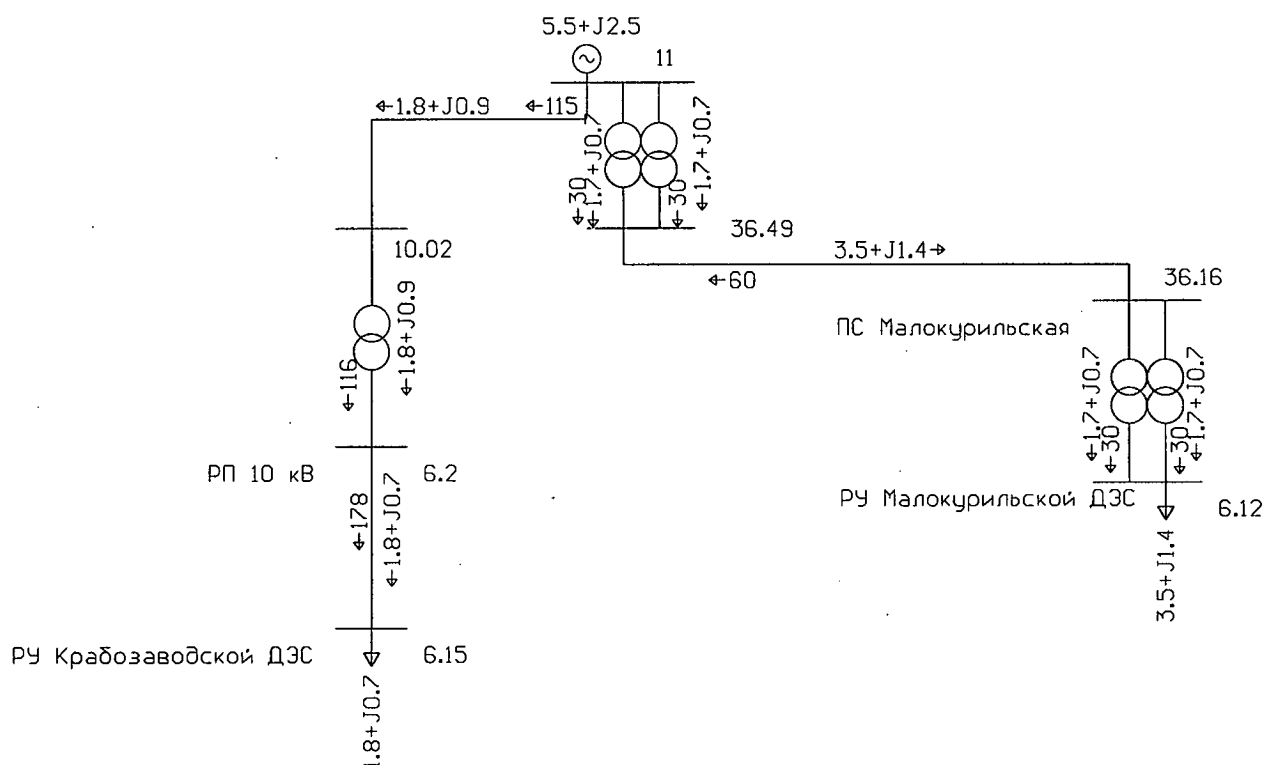


Рисунок 5.2.5.1.6. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Шикотан в режиме зимнего максимума 2035 г. для вариант 2 для консервативного прогноза потребления.

Анализ укрупненной стоимости строительства для вариантов приведен в таблице 5.2.5.1.1.

Таблица 5.2.5.1. 1

Укрупнённая стоимость строительства электросетевого хозяйства о. Шикотан

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
Вариант 1 (сеть 35 кВ)					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Крабозаводское ориентировочной протяженностью 5,7 км				43 970	63 628
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (провод)	5,7	341	2 468	2948
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (опоры)	5,7	1335	9 664	11540
3	СМР на строительство новой ВЛ	5,7	2158	28 537	45237
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	3300	3 300	3903
2) Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское ориентировочной протяженностью 5,7 км				43 970	63 628
5	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (провод)	5,7	341	2 468	2948
6	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (опоры)	5,7	1335	9 664	11540
7	СМР на строительство новой ВЛ	5,7	2158	28 537	45237
8	ПИР на строительство новой ВЛ	1	3300	3 300	3903
3) Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×4 МВ*А				127 259	152 099

№	Мероприятие	Кол-во	Ст-ть единицы	Стоимость в ценах 2018 г., тыс. руб.	Стоимость в ценах на 2021 г., тыс. руб.
9	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	34 985	41 840
10	Установка трансформаторов	2	12 906	28 909	34 574
11	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
12	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
4) Строительство ПС-35/6 кВ с. Крабозаводское с установкой трансформаторов мощностью 2х2,5 МВ*А				126 963	151 745
13	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	34 985	41 840
14	Установка трансформаторов	2	12 774	28 614	34 220
15	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
16	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
ИТОГО, без НДС				431 100	
Вариант 2 (сочетание сети 35 кВ и 10 кВ)					
1) Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское ориентировочной протяженностью 5,7 км				43 970	63 628
1	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (провод)	5,7	341	2 468	2 948
2	Строительство ВЛ-35 кВ, протяженностью 5,7 км (опоры)	5,7	1 335	9 664	11 540
3	СМР на строительство новой ВЛ	5,7	2 158	28 537	45 237
4	ПИР на строительство новой ВЛ	1	3 300	3 300	3 903
2) Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2х4 МВ*А				127 259	152 099
5	Установка выключателя 35 кВ	3	9 040	34 985	41 840
6	Установка трансформаторов	2	12 906	28 909	34 574
7	Постоянная часть затрат	1	31 011	56 130	67 128
8	ПИР	1	7 235	7 235	8 557
ИТОГО, без НДС				215 727	

На основании вышеприведенного расчёта можно сделать вывод о том, что более экономически выгодным является вариант 2 строительства. Следует отметить, что в случае последующего увеличения нагрузки в районе с. Крабозаводское, вариант 2 строительства (использование существующей ВЛ 10 кВ и строительство новой ВЛ 35 кВ в сторону с. Малокурильское) может являться первым этапом строительства сети 35 кВ (варианта 1).

5.2.5.2. Оптимистический вариант развития

Предполагаемая площадка размещения новой двухтопливной электростанции расположена между двумя населенными пунктами. Таким образом, для осуществления электроснабжения потребителей с. Крабозаводское и с. Малокурильское рекомендуется строительство ВЛ-35 кВ вместо существующей линии связи ВЛ-10 кВ. Расстояние от планируемой станции до с. Крабозаводское и с. Малокурильское составляет порядка 5,7 км. Следует отметить, что площадка для планируемой к строительству в соответствии с разделом 5.2.3.2 ВЭС будет располагаться в непосредственной близости к новой двухтопливной электростанции

мощностью 27 МВт, поэтому рекомендуется выдачу мощности ВЭС осуществлять через общее РУ.

Учитывая данную конфигурацию объектов генерации и населенных пунктов предлагаются следующие варианты:

Вариант 1 (сеть 35 кВ)

- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Крабозаводское ориентировочной протяженностью 5,7 км;
- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское;
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×16 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 13,3 МВт);
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Крабозаводское с установкой трансформаторов мощностью 2×10 МВ*А (Нагрузка с. Крабозаводское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 6,32 МВт).

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.2.1.

Вариант 2 (сочетание сети 35 кВ и 10 кВ)

- Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское;
- Строительство ПС-35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×16 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 13,3 МВт);
- Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции.

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.2.2.

Вариант 3 (сеть 10 кВ)

- Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с. Крабозаводское и с. Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции;
- Строительство ТП-10/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×16 МВ*А (Нагрузка с. Малокурильское на этап 2035 г. прогнозируется на уровне 13,3 МВт).

Карта-схема планируемой сети 35 кВ приведена на рисунке 5.2.5.2.3.

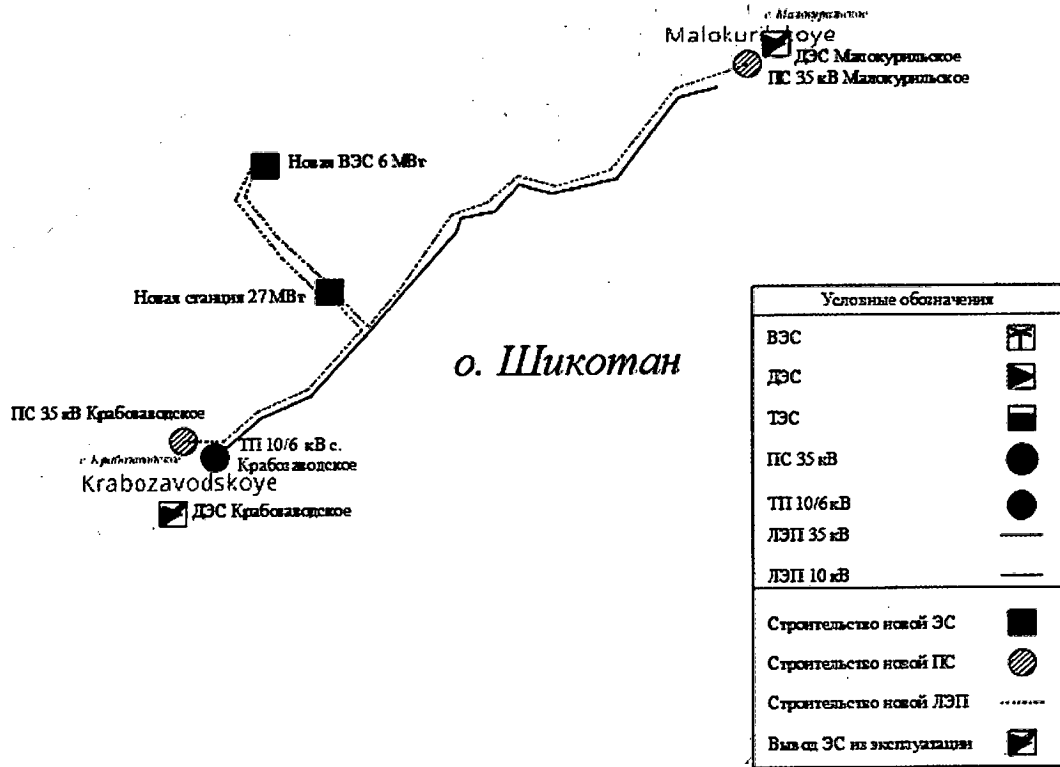


Рисунок 5.2.5.2.1. Вариант 1 строительства сетей о. Шикотан

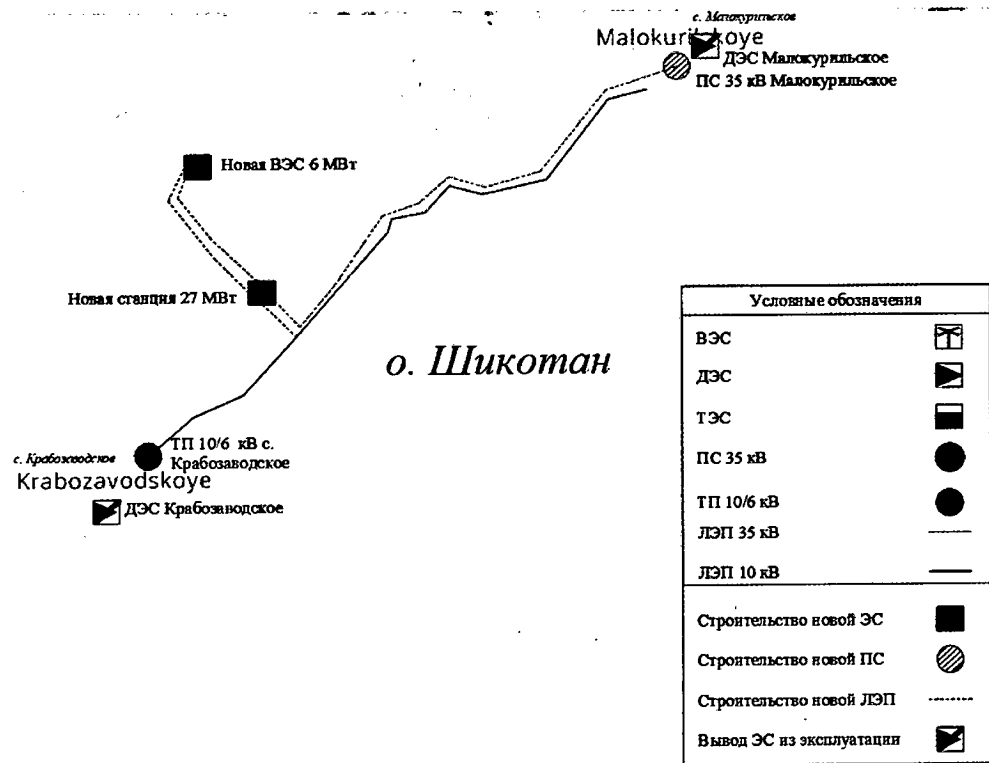


Рисунок 5.2.5.2.2. Вариант 2 строительства сетей о. Шикотан

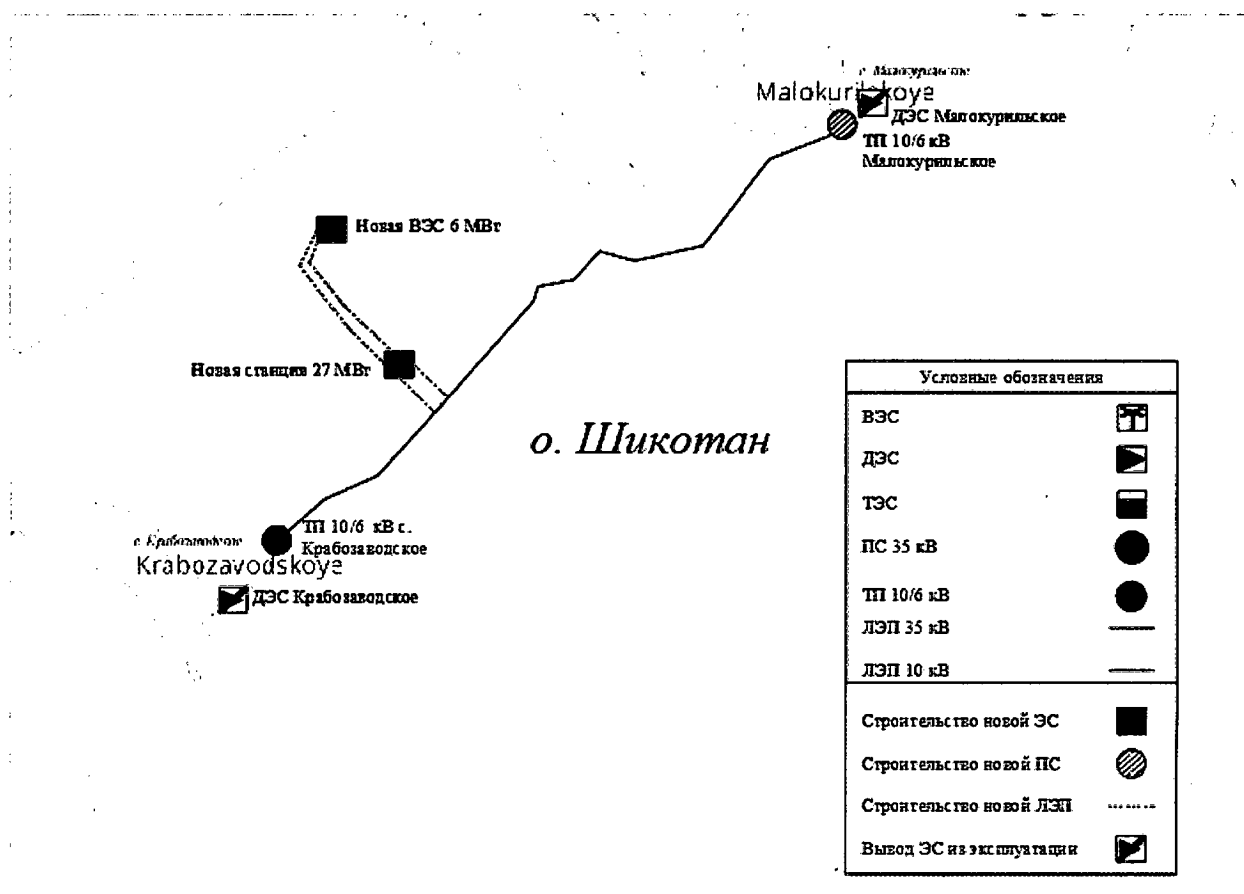


Рисунок 5.2.5.2.3. Вариант 3 строительства сетей о. Шикотан

Рассмотрим техническую возможность реализации варианта 2 (частично применение сети 10 кВ). На рисунке 5.2.5.2.4 приведена схема потокораспределения при выполнении строительства на напряжении 10 кВ. Данный расчёт показывает техническую невозможность реализации передачи данной мощности на данное расстояние по сети 10 кВ (наблюдается недопустимое снижение напряжения). Следовательно, использование существующей ВЛ-10 кВ для объединения энергорайонов невозможно в связи с большой мощностью нагрузки. Вариант 3 исключается из рассмотрения по аналогичным причинам. Следовательно, рекомендуется строительство сетей 35 кВ, предлагаемое в рамках вариант 1. Схема потокораспределения для данного варианта приведена на рисунке 4.2.5.2.5. Параметры режима находятся в допустимой области.

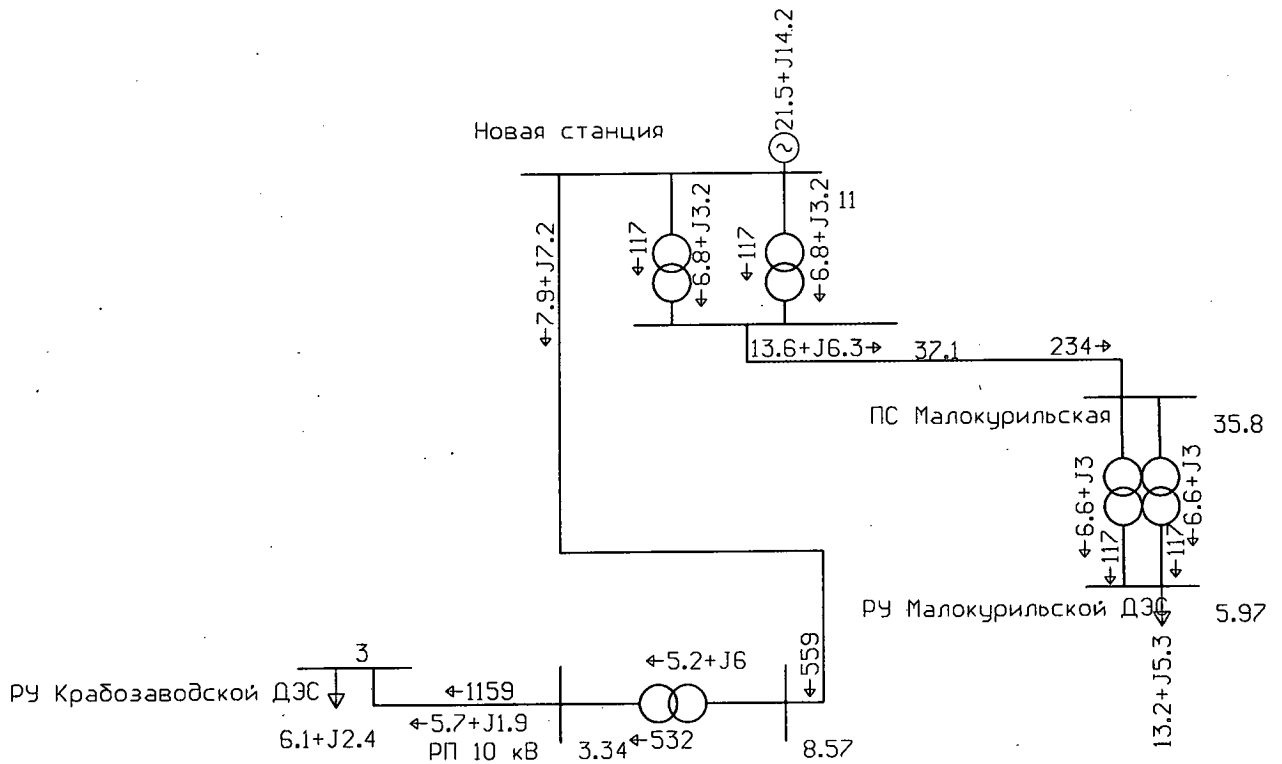


Рисунок 5.2.5.2.4. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Шикотан в режиме зимнего максимума 2035 г. для вариант 2. Недопустимое снижение напряжения.

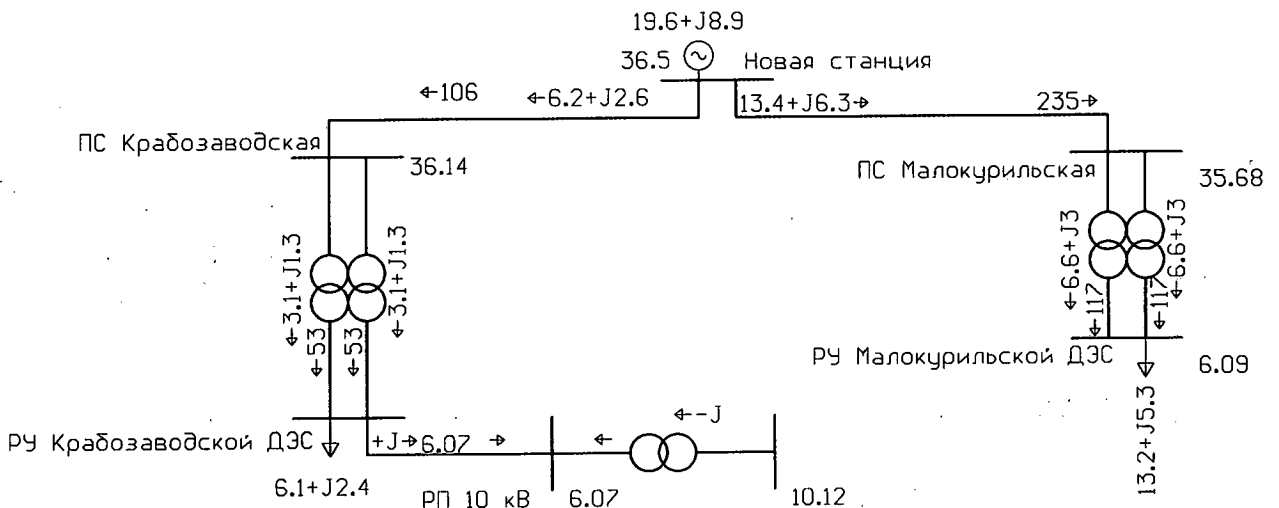


Рисунок 5.2.5.2.5. Схема потокораспределения в электрических сетях о. Шикотан в режиме зимнего максимума 2035 г. для вариант 1.

5.2.6. Прогнозные балансы электроэнергии и мощности

5.2.6.1. Консервативный вариант развития

В таблицах 5.2.6.1.1 - 5.2.6.1.6 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. для консервативного варианта развития сети с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства и ввода перспективной нагрузки для энергорайонов «Малокурильское» и

«Крабовозовское». В период с 2026 г. учтено объединение данных энергорайонов в энергорайон «Шикотанский».

Таблица 5.2.6.1.1.

Прогнозный баланс электрической мощности «Шикотанского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. (консервативный вариант)

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				8	10	10	10
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	4,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабовозовское</i>	2,4	2,4	2,4	2,4	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	8	8	8	8
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	2	2	2
Располагаемая мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				8	8	8	8
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	3,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабовозовское</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	8	8	8	8
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	0	0	0
Максимум потребления, МВт	Энергорайоны работают изолировано				5,16	5,20	5,33	5,45
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	2,84	3,19	3,23	3,26	3,41	3,44	3,52	3,60
<i>Энергорайон «Крабовозовское»</i>	1,20	1,43	1,59	1,60	1,76	1,77	1,81	1,86
Нормативный резерв мощности, МВт	Энергорайоны работают изолировано				2	2	2	2
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	1,3	1,65	1,65	1,65	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабовозовское»</i>	1,6	1,6	1,6	1,6	-	-	-	-
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	Энергорайоны работают изолировано				7,16	7,20	7,33	7,45
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	4,14	4,84	4,88	4,91	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабовозовское»</i>	2,80	3,03	3,19	3,20	-	-	-	-
ИЗЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	Энергорайоны работают изолировано				0,84	0,80	0,67	0,55
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	-0,61	-0,59	-0,63	-0,66	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабовозовское»</i>	-0,70	-0,93	-1,09	-1,10	-	-	-	-

Таблица 5.2.6.1.2.

Прогнозный баланс электрической энергии «Шикотанского энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. (консервативный вариант), млн. кВт*ч

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	Энергорайоны работают изолировано				26,33	26,54	27,18	27,82
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	14,54	17,44	17,61	18,02	18,43	17,61	18,02	18,43
<i>Энергорайон «Крабовозовское»</i>	6,07	8,89	8,94	9,16	9,39	8,94	9,16	9,39

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Выработка электрической энергии	Энергорайоны работают изолированно				26,33	26,54	27,18	27,82
в т.ч.:								
ДЭС с. Малокурильское	14,54	16,35	16,52	16,68	Вывод из эксплуатации			
ДЭС с. Крабозаводское	6,07	7,22	8,04	8,09	Вывод из эксплуатации			
Двухтопливная электростанция	-	-	-	-	26,33	20,14	20,78	21,42
ВЭС	-	-	-	-	0,00	6,40	6,40	6,40

Таблица 5.2.6.1.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона «РПК
«Курильский рыбак» на период 2022 - 2035 г.г.**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	3,65	8	8	8	8	8	8	11
в т.ч.:								
ДЭС «Курильский рыбак»	3,65	8	8	8	8	8	8	11
Располагаемая мощность станций, МВт	3,65	8	8	8	8	8	8	11
в т.ч.:								
ДЭС «Курильский рыбак»	3,65	8	8	8	8	8	8	11
Максимум потребления, МВт	4,08	5,21	5,47	5,74	6,03	6,33	6,65	6,98
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	4	4	4	4	4	4	4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	7,28	9,21	9,47	9,74	10,03	10,33	10,65	10,98
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-3,63	-1,21	-1,47	-1,74	-2,03	-2,33	-2,65	0,02

Таблица 5.2.6.1.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии «РПК «Курильский рыбак»
на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
Выработка электрической энергии	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
в т.ч.:								
ДЭС «Курильский рыбак»	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28

Таблица 5.2.6.1.5.

**Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона «РК
«Островной» на период 2022 - 2035 г.г.**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,024	2,024
в т.ч.:								
ДЭС «РК «Островной»	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Располагаемая мощность	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,024	2,024

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
станций, МВт								
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «РК «Островной»	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,024	2,024
Максимум потребления, МВт	0,963	1	1	1	1	1	1	1
Нормативный резерв мощности, МВт	1,024	1,024	1,024	1,024	1,024	1,024	1,024	1,024
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	1,987	2,024	2,024	2,024	2,024	2,024	2,024	2,024
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-0,487	-0,524	-0,524	-0,524	-0,524	-0,524	0	0

Таблица 5.2.6.1.6.
**Прогнозный баланс электрической энергии «РК «Островной» на период
2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	5,211	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408
Выработка электрической энергии	5,211	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «РК «Островной»	5,211	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408	5,408

5.2.6.2. Оптимистический вариант развития

С учетом роста нагрузки РК Островной

В таблицах 5.2.6.2.1 - 5.2.6.2.4 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. для оптимистического варианта развития сети с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства и ввода перспективной нагрузки для энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовозодское». В период с 2026 г. учтено объединение данных энергорайонов в энергорайон «Шикотанский». В данном варианте прогноза предусматривается значительный рост нагрузки РК Островной.

Следует отметить, что на территории острова расположен энергорайон «РПК «Курильский Рыбак». ДЭС «Курильский рыбак», являющаяся единственным объектом генерации данного энергорайона, обеспечивает электроэнергией объекты крупного промышленного потребителя ЗАО «Курильский рыбак» и прилежащую инфраструктурную составляющую. Организацией, эксплуатирующей электрические сети и объекта генерации, является ООО «ДальЭнергоИнвест». Присоединение к общей сети данного энергорайона не планируется. ООО «ДальЭнергоИнвест» планирует ввести в эксплуатацию в ноябре 2021 г. в энергорайоне «РПК «Курильский рыбак» ДЭС, установленной мощностью 8 МВт, на текущий момент объект находится в режиме пуска-наладки.

Таблица 5.2.6.2.1.
Прогнозный баланс электрической мощности «Шикотанского

**энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г. (оптимистический вариант с
ростом РК Островной)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				27	33	33	33
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	4,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,4	2,4	2,4	2,4	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	27	27	27	27
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	6	6	6
Располагаемая мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				27	27	27	27
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	3,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	27	27	27	27
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	0	0	0
Максимум потребления, МВт	Энергорайоны работают изолировано				6,39	11,91	19,14	19,62
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	2,84	3,98	4,07	4,16	4,27	8,57	13,14	13,3
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	1,2	1,38	1,54	1,81	2,12	3,34	6	6,32
Нормативный резерв мощности, МВт	Энергорайоны работают изолировано				6	6	6	6
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	1,3	1,65	1,65	1,65	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	1,6	1,6	1,6	1,6	-	-	-	-
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	Энергорайоны работают изолировано				12,39	17,91	25,14	25,62
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	4,14	5,63	5,72	5,81	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	2,8	2,98	3,14	3,41	-	-	-	-
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	Энергорайоны работают изолировано				14,61	9,09	1,86	1,38
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	-0,61	-1,38	-1,47	-1,56	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	-0,7	-0,88	-1,04	-1,31	-	-	-	-

Таблица 5.2.6.2.2.

**Прогнозный баланс электрической энергии «Шикотанского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант с ростом РК Островной)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	Энергорайоны работают изолировано				30,9	57,7	92,4	94,6
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	14,543	19,8	20,3	20,7	21,4	42,6	65,4	66,2
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	6,073	6,2	6,9	8,1	9,5	15,0	27,0	28,5
Выработка электрической энергии	Энергорайоны работают изолировано				30,9	57,7	92,4	94,6
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	14,543	19,8	20,3	20,7	Вывод из эксплуатации			

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
ДЭС с Крабовозводское	6,073	6,2	6,9	8,1	Вывод из эксплуатации			
Двухтопливная электростанция	-	-	-	-	30,9	33,7	68,4	70,6
ВЭС	-	-	-	-	-	24,0	24,0	24,0

Таблица 5.2.6.2.3.

**Прогнозный баланс электрической мощности энергорайона «РПК
«Курильский рыбак» на период 2022 - 2035 г.г.**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	3,65	8	8	8	8	8	8	11
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Курильский рыбак»	3,65	8	8	8	8	8	8	11
Располагаемая мощность станций, МВт	3,65	8	8	8	8	8	8	11
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Курильский рыбак»	3,65	8	8	8	8	8	8	11
Максимум потребления, МВт	4,08 ⁵⁹	5,21	5,47	5,74	6,03	6,33	6,65	6,98
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	4	4	4	4	4	4	4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	7,28	9,21	9,47	9,74	10,03	10,33	10,65	10,98
ИЗБЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	-3,63	-1,21	-1,47	-1,74	-2,03	-2,33	-2,65	0,02

Таблица 5.2.6.2.4.

**Прогнозный баланс электрической энергии «РПК «Курильский рыбак»
на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
Выработка электрической энергии	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28
<i>в т.ч.:</i>								
ДЭС «Курильский рыбак»	17,905	20,35	21,37	22,44	23,56	24,74	25,98	27,28

Без учета роста нагрузки РК Островной

В таблицах 5.2.6.2.5 - 5.2.6.2.6 приведены балансы мощности и электроэнергии соответственно на период 2022 – 2035 г.г. для оптимистического варианта развития сети с учётом реализации рекомендаций по строительству объектов генерации, объектов электросетевого хозяйства и ввода перспективной нагрузки для энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовозводское», но прирост нагрузки РК Островной учтен на 30 % от планируемого. В период с 2026 г. учтено объединение данных энергорайонов в энергорайон «Шикотанский».

⁵⁹ В покрытии участвует новая ЭС в режиме пуска-наладки

Таблица 5.2.6.2.5.

**Прогнозный баланс электрической мощности «Шикотанского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г.
(оптимистический вариант без роста РК Островной)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Установленная мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				20	26	26	26
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	4,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,4	2,4	2,4	2,4	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	20	20	20	20
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	6	6	6
Располагаемая мощность станций, МВт	Энергорайоны работают изолировано				20	20	20	20
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	3,53	4,25	4,25	4,25	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабозаводское</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	20	20	20	20
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	-	0	0	0
Максимум потребления, МВт	Энергорайоны работают изолировано				7,58	9,54	13,52	15,56
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	2,84	3,98	4,41	4,94	5,46	6,20	7,52	9,24
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	1,2	1,38	1,54	1,81	2,12	3,34	6	6,32
Нормативный резерв мощности, МВт	Энергорайоны работают изолировано				4	4	4	4
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	1,3	1,65	1,65	1,65	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	1,6	1,6	1,6	1,6	-	-	-	-
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	Энергорайоны работают изолировано				11,58	13,54	17,52	19,56
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	4,14	5,63	6,06	5,59	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	2,8	2,98	3,14	3,41	-	-	-	-
ИЗЫТОК (+)/ДЕФИЦИТ (-) РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ	Энергорайоны работают изолировано				8,42	6,46	2,48	0,44
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	-0,61	-1,38	-1,81	-2,34	-	-	-	-
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	-0,7	-0,88	-1,04	-1,31	-	-	-	-

Таблица 5.2.6.2.6.

**Прогнозный баланс электрической энергии «Шикотанского
энергорайона» на период 2022 - 2035 г.г., млн. кВт*ч
(оптимистический вариант без роста РК Островной)**

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Потребление электрической энергии	Энергорайоны работают изолировано				30,5	44,6	64,0	68,2
<i>Энергорайон «Малокурильское»</i>	14,543	19,8	22,0	24,6	21	29,6	37,0	39,7
<i>Энергорайон «Крабозаводское»</i>	6,073	6,2	6,9	8,1	9,5	15,0	27,0	28,5
Выработка электрической	Энергорайоны работают изолировано				30,5	44,6	64,0	68,2

Показатели	2021 г. факт	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
энергии								
<i>в т.ч.:</i>								
<i>ДЭС с. Малокурильское</i>	14,543	19,8	22,0	24,6	Вывод из эксплуатации			
<i>ДЭС с. Крабовозаводское</i>	6,073	6,2	6,9	8,1	Вывод из эксплуатации			
<i>Двухтопливная электростанция</i>	-	-	-	-	29,5	34,6	40,0	44,2
<i>ВЭС</i>	-	-	-	-	1,0	10,0	24,0	24,0

5.2.7. Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Шикотан

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов генерации и объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ приведен в таблице 5.2.7.1 для консервативного варианта, в таблице 5.2.7.2 – для оптимистического варианта с учетом роста нагрузки РК Островной, в таблице 5.2.7.3 – для оптимистического варианта без учета роста нагрузки РК Островной.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Шикотан (консервативный вариант)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1	Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское» и ДЭС с. Крабовоздовское	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) Выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	Отсутствует.	1 280 000
2	Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 8±10 % МВт	III квартал 2024 г.			
3	Строительство ветровой электростанции 2 МВт	IV квартал 2025 г.	1) В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности. 2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до	Отсутствует.	644 563

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
4	Ввод в эксплуатации ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_ISHK_DGS)	Не определено, т. к. объект на текущий момент находится в режиме пуска-наладки
Объекты электросетевого хозяйства					
1	Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новых станций, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовоздское»	Отсутствует.	63 628
2	Строительство ПС-35/6 кВ с Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2х4 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	152 099
3	Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с Крабовоздское и с Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Шикотан (оптимистический вариант с учетом роста нагрузки РК Островной)

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство и/или генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1*	Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское» и ДЭС с. Крабовозовское	III квартал 2024 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	Отсутствует.	4 320 000
2*	Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 27±10 % МВт	III квартал 2024 г.			
3*	Строительство ветровой электростанции 6 МВт	IV квартал 2025 г.	<p>1) В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В.</p>	Отсутствует.	1 933 689

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
4	Ввод в эксплуатации ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации») Объект на текущий момент находится в режиме пуско-наладки	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_ISHK_DGS)	Не определено, т. к. объект на текущий момент находится в режиме пуско-наладки
Объекты электросетевого хозяйства					
1*	Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Крабоводское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новых станций, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабоводское»	Отсутствует.	63 628
2*	Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	63 628
3*	Строительство ПС-35/6 кВ с Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2х16 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	179 592
4*	Строительство ПС-35/6 кВ с Крабоводское с установкой трансформаторов мощностью 2х10 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	173 723

* данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергии. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

Таблица 5.2.7.3.

Мероприятия по развитию электрической сети и объектов генерации о. Шикотан (оптимистический вариант без учета роста нагрузки РК Островной)

№п/п	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	У крупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
Объекты генерации					
1*	Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское» и ДЭС с. Крабовоздское	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	Отсутствует.	3 200 000
2*	Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 20±10 % МВт	III квартал 2024 г.	1) В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности. 2) Внедрение возобновляемых источников энергии,	Отсутствует.	1 933 689
3*	Строительство ветровой электростанции 6 МВт	IV квартал 2025 г.			

№п/п	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство и/или генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
4	Ввод в эксплуатацию ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «Даль-ЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_ISHK_DGS)	Не определено, т. к. объект на текущий момент находится в режиме пуска-наладки
Объекты электросетевого хозяйства					
1*	Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Крабовоздское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новых станций, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовоздское»	Отсутствует.	63 628
2*	Строительство ВЛ-35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	63 628
3*	Строительство ПС-35/6 кВ с Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2×16 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	179 592
4*	Строительство ПС-35/6 кВ с Крабовоздское с установкой	III квартал 2024 г.		Отсутствует.	173 723

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования	Укрупненные затраты на строительство генерирующих и/или сетевых объектов, тыс. руб.
	трансформаторов мощностью 2х10 МВ*А				

*данные мероприятия рекомендуются при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергетики. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учётом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

5.3. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

5.3.1. Структура и состав тепловой мощности

Основным производителем тепловой энергии на о. Шикотан является МУП «Шикотанское жилищное управление». В составе МУП «Шикотанское жилищное управление» находятся восемь котельных. Основное генерирующее оборудование этих источников приведено в таблице 5.3.1.1.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
с. Малокурильское									
МУП «Шикотанское жилищное управление» с. Малокурильское	Котельная «Черёмушки»	1	Котёл стальной водогрейный КВСм-1,25 ТТ	Уголь	н/д	95	1,08	2013	2023
		2	Котёл водогрейный КВМ-1,33	Уголь	н/д	95	1,15	2014	2024
		1	Котёл водогрейный КВМ-1,28	Уголь	н/д	95	1,1	2016	2026
	2	Котёл стальной водогрейный КВСм-1,63	Уголь	н/д	95	1,4	2020	2030	
	3	Котёл водогрейный КВМ-1,45	Уголь	н/д	95	1,25	2017	2027	
	1	Котёл водогрейный КВМ-1,28	Уголь	н/д	95	1,1	2016	2026	
	2	Котёл водогрейный КВМ-1,33	Уголь	н/д	95	1,15	2021	2031	
	3	Котёл водогрейный КВМ-1,45 ТТ	Уголь	н/д	95	1,25	2017	2027	
	1	Kiturami KSO-50	ДТ		85		0,05	2019	2029
	с. Крабовоздовское								
МУП «Шикотанское жилищное управление», с. Крабовоздовское	Котельная «Ключевая»	1	КСВМ-1,25	Уголь		95	1,075	2021	2031
		2	КВМ-1,25	Уголь		95	1,075	2019	2029
		3	КВМ-1,45	Уголь		95	1,247	2019	2029
		4	КСВМ-1,25 ТТ	Уголь		95	1,075	2014	2024
	Котельная «Нагорная»	1	КСВМ-1,25	Уголь		95	1,075	2021	2031
		2	КСВМ-1,25	Уголь		95	1,075	2021	2031
		1	Олимпия OLB-1500 RDR	ДТ		85	0,15	2012	2022

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2	Олимпия OLB-1500 RDR	ДТ		85	0,15	2012	2022
	1	Олимпия OLB-1000 RDR	ДТ		85	0,1	2008	2018	

В основном водогрейные котлы на источниках МУП «Шикотанское жилищное управление» имеют срок службы менее 10 лет и находятся в удовлетворительном состоянии. Однако на источнике Котельная «Администрация» находится котёл выработал парковый ресурс в 2018 году, а два котла на источнике Котельная «Строительная» выработают свой ресурс в 2022 году. В ближайшей перспективе необходимо предусмотреть мероприятия по замене или продлению ресурса данных агрегатов.

5.3.2 Объём выработки и потребления тепловой энергии за период 2017 - 2021 г.г.

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Шикотан с разделением по видам теплоносителя за период 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 5.3.2.1.

Таблица 5.3.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников на территории о. Шикотан по видам теплоносителя за период 2017-2021 гг.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
с. Малокурильское							
Котельная «Черёмушки», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					5 102	5 102
	2018					4 803	4 803
	2019					5 092	5 092
	2020					4 932	4 932
	2021					4 951	4 951
Котельная «Терешкова», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					2 589	2 589
	2018					2 714	2 714
	2019					2 727	2 727
	2020					2 375	2 375
	2021					2 755	2 755
Котельная «Молодёжная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					2 340	2 340
	2018					3 189	3 189
	2019					3 755	3 755
	2020					3 765	3 765
	2021					4 152	4 152
Котельная «Модульная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					98	98
	2018					98	98
	2019					94	94
	2020					89	89
	2021					97	97
с. Крабовозовское							
Котельная «Нагорная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					2 530	2 530
	2018					2 607	2 607
	2019					2 512	2 512
	2020					2 382	2 382
	2021					2 399	2 399
Котельная «Ключевая», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					6 120	6 120
	2018					6 015	6 015
	2019					5 681	5 681
	2020					5 608	5 608
	2021					6 448	6 448
Котельная «Строительная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					348	348
	2018					393	393
	2019					393	393
	2020					323	323

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2021					394	394
Котельная «Администрация», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017					201	201
	2018					187	187
	2019					172	172
	2020					174	174
	2021					194	194
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Шикотан	2017					19 330	19 330
	2018					20 006	20 006
	2019					20 428	20 428
	2020					19 647	19 647
	2021					21 390	21 390

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников тепловой энергии с разделением по категориям потребителей. Отпуск тепловой энергии на территории о. Шикотан с разделением по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г. приведен в таблице 5.3.2.2

Таблица 5.3.2.2.

Отпуск тепловой энергии на территории о. Шикотан по типам потребителей за 2017 - 2021 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
с. Малокурильское					
Котельная «Черёмушки», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	5 102,39			5 102,39
	2018	4 803,24			4 803,24
	2019	5 091,89			5 091,89
	2020	4 931,77			4 931,77
	2021	4 846,20		105,00	4 951,20
Котельная «Терешкова», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	2 212,48		376,89	2 589,36
	2018	2 619,76		94,48	2 714,24
	2019	2 727,37			2 727,37
	2020	2 346,60		28,20	2 374,80
	2021	2 755,30			2 755,30
Котельная «Молодёжная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	2 339,83			2 339,82
	2018	2 739,44		449,56	3 188,99
	2019	3 474,90		279,89	3 754,79
	2020	3 740,96		23,90	3 764,86
	2021	3 690,40		461,20	4 151,60
Котельная «Модульная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	48,44		49,99	98,43
	2018	48,49		49,36	97,85
	2019	45,12		49,36	94,48
	2020	39,37		49,40	88,71
	2021	47,50		49,40	96,90

Наименование источника тепловой энергии	Год	В том числе по группам потребителей (от ст.8), Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
с. Крабзаводское					
Котельная «Нагорная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	2 516,11		13,90	2 530,01
	2018	2 592,52		14,39	2 606,91
	2019	2 498,99		13,42	2 512,41
	2020	2 368,42		13,20	2 381,62
	2021	2 381,70		17,20	2 398,90
Котельная «Ключевая», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	6 037,21		82,87	6 120,08
	2018	5 934,46		80,23	6 014,69
	2019	5 581,52		99,44	5 680,96
	2020	5 258,31		349,82	5 608,13
	2021	6 365,50		82,80	6 448,30
Котельная «Строительная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	348,37			348,37
	2018	393,23			393,23
	2019	393,20			393,20
	2020	322,93			322,93
	2021	394,00			394,00
Котельная «Администрация», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	172,71		28,51	201,22
	2018	159,35		27,20	187,05
	2019	144,71		27,70	172,41
	2020	146,08		27,70	173,78
	2021	165,80		28,10	193,90
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Шикотан	2017	18 777,52		552,16	19 329,68
	2018	19 290,48		715,22	20 006,21
	2019	19 957,70		469,81	20 427,51
	2020	19 154,44		492,22	19 646,59
	2021	20 646,40		743,70	21 390,10

Как видно из таблицы, основными потребителями тепловой энергии является население. За последние пять лет потребление тепловой энергии существенно не изменилось.

5.3.3. Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 года

В 2026 году на острове планируется строительство новой двухтопливной электроснабжения с возможностью когенерации. Тепловая мощность новой котельной будет составлять около 27,8 Гкал/ч, что позволяет полностью покрыть тепловы нагрузки в населённых пунктах с. Малокурульское и с. Крабзаводское. Однако, данная станция планируется к строительству на площадке между данными населёнными пунктами на расстоянии примерно 6 км от каждого из населённых пунктов. При этом, между населёнными пунктами и рассматриваемой площадкой наблюдаются значительные перепады высот (более 60 м). Для обеспечения теплоснабжения от нового источника рассматриваемых населённых пунктов,

нужно будет построить две ветки магистральных трубопроводов длиной около 6 км, с наличием насосно-перекачивающих станций на каждой из них. Кроме того, в каждом населённом пункте имеются несколько изолированных зон теплоснабжения. Для осуществления теплоснабжения от нового единого источника, необходимо будет провести теплосетевые мероприятия по объединению изолированных зон теплоснабжения. Совокупность данных факторов делает обеспечение теплоснабжением данных населённых пунктов от новой двухтопливной электростанции не целесообразным.

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения МО «Южно-Курильский городской округ» сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии. Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Шикотан, с разделением по видам теплоносителя за период до 2035 г. приведен в таблице 5.3.3.1.

Таблица 5.3.3.1.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников, находящихся на территории о. Шикотан, с разделением по видам теплоносителя на 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
с. Малокурильское							
Котельная «Черёмушки», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					4 951,20	4 951,2
	2023					4 951,20	4 951,2
	2024					4 951,20	4 951,2
	2025					466,49	466,49
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Терешкова», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					2 755,30	2 755,3
	2023					2 755,30	2 755,3
	2024					2 755,30	2 755,3
	2025					2 755,30	2 755,3
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Молодёжная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					4 151,60	4 151,6
	2023					4 151,60	4 151,6
	2024					4 151,60	4 151,6
	2025					4 151,60	4 151,6
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Модульная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					96,90	96,9
	2023					96,90	96,9

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
управление»	2024					96,90	96,9
	2025					96,90	96,9
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Новая газовая котельная мощностью 12 Гкал с. Малокурильское	2022						
	2023						
	2024						
	2025					4484,71	4484,71
	2026					11 955,00	11 955,00
	2030					11 955,00	11 955,00
2035					11 955,00	11 955,00	
с. Крабзаводское							
Котельная «Нагорная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					2 398,90	2 398,9
	2023					2 398,90	2 398,9
	2024					2 398,90	2 398,9
	2025					2398,90	2 398,9
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Ключевая», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					6 448,30	6 448,3
	2023					6 448,30	6 448,3
	2024					6 448,30	6 448,3
	2025					2 913,40	2 913,40
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Строительная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					394,00	394
	2023					394,00	394
	2024					394,00	394
	2025					394,00	394
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Котельная «Администрация», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022					193,90	193,9
	2023					193,90	193,9
	2024					193,90	193,9
	2025					193,90	193,9
	2026					0	0
	2030					0	0
	2035					0	0
Новая газовая котельная мощностью 6 Гкал/ч с. Крабзаводское	2022						
	2023						
	2024						
	2025					3534,9	3534,9
	2026					9 435,10	9 435,10

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар		
1	2	3	4	5	6	7	8
	2030					9 435,10	9 435,10
	2035					9 435,10	9 435,10
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии котельными о. Шикотан	2022					21 390,10	21 390,10
	2023					21 390,10	21 390,10
	2024					21 390,10	21 390,10
	2025					21 390,10	21 390,10
	2026					21 390,10	21 390,10
	2030					21 390,10	21 390,10
	2035					21 390,10	21 390,10

Исходя из имеющихся данных, крупных приростов тепловой нагрузки в ближайшей перспективе не планируется.

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения МО «Южно-Курильский городской округ» сформированы прогнозные балансы мощности источников тепловой энергии. Прогноз балансов тепловой мощности (в т.ч. прогноз максимума нагрузки) и наличие (отсутствие) резерва мощности на период 2022 – 2026 г.г. и до 2035 г. приведен в таблице 5.3.3.2.

Таблица 5.3.3.2.

Прогнозный баланс тепловой мощности на территории о. Шикотан на период 2022 - 2035 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
с. Малокурильское					
Котельная «Черёмушки», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	2,21	2,16	1,55	0,61
	2023	2,21	2,16	1,55	0,61
	2024	2,21	2,16	1,55	0,61
	2025	2,21	2,16	0,93	1,23
	2026	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0
	2035	0	0	0	0
Котельная «Терешкова», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	2,21	2,16	0,63	1,53
	2023	2,21	2,16	0,63	1,53
	2024	2,21	2,16	0,63	1,53
	2025	2,21	2,16	0,63	1,53
	2026	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0
	2035	0	0	0	0
Котельная «Молодёжная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	2,21	2,16	0,48	1,68
	2023	2,21	2,16	0,48	1,68
	2024	2,21	2,16	0,48	1,68
	2025	2,21	2,16	0,48	1,68
	2026	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч	
1	2	3	4	5	6	
	2035	0	0	0	0	
Котельная «Модульная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	0,21	2,02	0,75	1,27	
	2023	0,21	0,19	0,01	0,18	
	2024	0,21	0,19	0,01	0,18	
	2025	0,21	0,19	0,01	0,18	
	2026	0	0	0	0	
	2030	0	0	0	0	
Новая газовая котельная мощностью 12 Гкал с. Малокурильское	2035	0	0	0	0	
	2022					
	2023					
	2024					
	2025	12	1	0,62	0,38	
	2026	12	11,99	2,67	9,32	
с. Крабзаводское	2030	12	11,99	2,67	9,32	
	2035	12	11,99	2,67	9,32	
	Котельная «Нагорная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	2,15	2,02	0,75	1,27
		2023	2,15	2,02	0,75	1,27
		2024	2,15	2,02	0,75	1,27
		2025	2,15	2,02	0,75	1,27
2026		0	0	0	0	
2030		0	0	0	0	
2035		0	0	0	0	
Котельная «Ключевая», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	3,23	2,98	1,43	1,55	
	2023	3,23	2,98	1,43	1,55	
	2024	3,23	2,98	1,43	1,55	
	2025	3,23	2,98	0,95	2,03	
	2026	0	0	0	0	
	2030	0	0	0	0	
	2035	0	0	0	0	
Котельная «Строительная», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	0,73	0,7	0,05	0,65	
	2023	0,73	0,7	0,05	0,65	
	2024	0,73	0,7	0,05	0,65	
	2025	0,73	0,7	0,05	0,65	
	2026	0	0	0	0	
	2030	0	0	0	0	
	2035	0	0	0	0	
Котельная «Администрация», МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	0,1	0,08	0,03	0,05	
	2023	0,1	0,08	0,03	0,05	
	2024	0,1	0,08	0,03	0,05	
	2025	0	0	0	0	
	2026	0	0	0	0	
	2030	0	0	0	0	
	2035					
Новая газовая котельная мощностью 6 Гкал/ч с. Крабзаводское	2022					
	2023					
	2024					
	2025	6	1	0,48	0,52	
	2026	6	5,99	2,26	3,73	
	2030	6	5,99	2,26	3,73	
	2035	6	5,99	2,26	3,73	
Суммарные показатели выработки и отпуска	2022	13,05	14,28	5,67	8,61	
	2023	13,05	12,45	4,93	7,52	

Наименование источника тепловой энергии	Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
тепловой энергии котельными о. Шикотан	2024	13,05	12,45	4,93	7,52
	2025	31,05	14,45	4,93	9,52
	2026	18	17,98	4,93	13,05
	2030	18	17,98	4,93	13,05
	2035	18	17,98	4,93	13,05

В ближайшей перспективе резерва мощности на источниках о. Шикотан на предполагается.

5.3.4. Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по предприятиям

В соответствии с официальными опубликованными данными региональной энергетической комиссии Сахалинской области сформирована динамика тарифов на тепловую энергию и горячее водоснабжение (без учёта надбавки на холодную воду) с разделением теплоснабжающим организациям и типам потребителей за период 2017 - 2021 г.г. Указанная информация приведена в таблице 5.3.4.1.

Общий прирост за рассматриваемый период составил от 2,8 % до 3,2 % в год в среднем по субъектам, что укладывается в регламентированный рост тарифа на тепловую энергию в пределах инфляционных показателей.

Таблица 5.3.4.1.

Динамика тарифа на тепловую энергию за период 2017 - 2021 г.г., руб/Гкал

Наименование муниципального образования, теплоснабжающей организации	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
МУП «Шикотанское жилищное управление» (с. Крабовозовское)	4 756,61	5 278,38	6 824,57	7 088,71	6 925,66
МУП «Шикотанское жилищное управление» (с. Малокурильское)	4 414,77	5 220,14	6 759,11	7 170,29	7 065,61

В соответствии с ретроспективными показателями прироста, ограничений в тарифном регулировании на тепловую энергию и отсутствию существенных планов как по капитальному строительству, так и по переходу муниципальных образований к методике расчёта тарифов по методу «альтернативной котельной» для расчёта перспективных показателей принята существующая динамика изменения тарифа. Указанная информация приведена в таблице 5.3.4.2.

Таблица 5.3.4.2.

**Прогноз динамика тарифа на тепловую энергию
за период до 2035 г., руб/Гкал**

Наименование муниципального образования, теплоснабжающей организации	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
1	2	3	4	5	6	7	8
МУП "Шикотанское жилищное управление" (с. Крабозаводское)	7 223,47	7 512,41	7 812,90	8 125,42	8 450,44	9 885,81	12 027,60
МУП "Шикотанское жилищное управление" (с. Малокурильское)	7 369,43	7 664,21	7 970,78	8 289,61	8 621,19	10 085,57	12 270,64

5.3.5. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципального образования «Южно-Курильский городской округ»

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Сведения о сроках действия и периодах разработки / актуализации схем теплоснабжения муниципального образования «Южно-Курильский городской округ», представлены в таблице 5.3.5.1.

Таблица 5.3.5.1.

**Данные о сроках разработки и актуализации схем теплоснабжения
о. Шикотан**

Населенный пункт	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
1	2	3	4
МО «Южно-Курильский городской округ»	2013	2028	Требуется актуализация

5.4. ПОТРЕБЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ ОСТРОВА ШИКОТАН

5.4.1. Фактическое и прогнозное потребление топлива (топливный баланс)

Топливный баланс о. Шикотан за период 2017 - 2021 г.г. сформирован по источникам электрической и тепловой энергии, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными за период 2017 – 2021 г.г. представлена в таблице 5.4.1.1.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплотехники. Структура топливного баланса и объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями и котельными, с разбивкой по энергорайонам, электрическим станциям, котельным и видам используемого топлива в период на 2022 – 2026 гг.г. и до 2035 г. представлен в таблице 5.4.1.2.

На о. Шикотан, в перспективе планируется к вводу в эксплуатацию новая двухтопливная электростанция с возможностью когенерации на площадке между с. Малокурильское и с. Крабзаводское. Установленной тепловой мощности будущего источника будет достаточно для покрытия тепловых нагрузок потребителей с. Малокурильское и с. Крабзаводское. Однако, расположение нового источника делает нового источника теплоснабжения данных населённых пунктов от него нецелесообразным. Для теплоснабжения данных населённых пунктов необходимо будет выполнить строительство двух магистральных трубопроводов длиной около 6 км каждый, установку на каждом из них насосной станции, так как перепады высот между площадкой нового источника и населёнными пунктами составляет более 60 м, а также выполнить мероприятия по объединению существующих зон теплоснабжения в единую, с возможностью снабжения от одного источника. Все эти факторы делают теплоснабжения населённых пунктов с. Малокурильское и с. Крабзаводское от новой двухтопливной котельной нецелесообразным.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Суммарный расход топлива		Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
		т.у.т.	3	Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
				тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2020	5121,52					3532,08	5121,52					
	2021	5936,86					4094,39	5936,86					
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Шикотан	2017	12 956,08					5 933,15	8 602,98	5 643,13	4 353,10			
	2018	14 484,64					6 828,17	9 900,40	5 942,74	4 584,24			
	2019	15 676,06					7 689,59	11 149,74	5 760,87	4 526,32			
	2020	17 337,12					9 059,19	13 136,22	5 346,71	4 200,90			
	2021	19 018,97					9 582,44	13 894,93	6 521,63	5 124,04			

За рассматриваемый период 2017 - 2021 г.г., генерирующие источники потребляли два вида топлива: дизельно топливо и уголь. Основным видом топлива для источников о. Шикотан является уголь.

Таблица 5.4.1.2.

Удельные фактические расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии источниками, находящимися на территории о. Шикотан

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Малокурильское			
ДЭС с. Малокурильское	2017		426,17
	2018		444,96
	2019		453,42
	2020		422,16
	2021		378,20
Котельная «Черёмушки» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	163,67	-
	2018	200,69	-
	2019	142,22	-
	2020	182,66	-
	2021	237,97	-
Котельная «Терешкова» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	323,73	-
	2018	340,57	-
	2019	326,5,0	-
	2020	316,68	-
	2021	241,63	-
Котельная «Модульная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	178,06	-
	2018	170,41	-
	2019	175,00	-
	2020	185,17	-
	2021	184,43	-
Котельная «Молодёжная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	286,38	-
	2018	257,09	-
	2019	263,33	-
	2020	235,86	-
	2021	266,82	-
ДЭС «РК «Островной»	2017		
	2018		
	2019		
	2020		153,96
	2021		163,31
с. Крабзаводское			
ДЭС с. Крабзаводское	2017		421,84
	2018		398,03
	2019		395,61
	2020		414,41
	2021		412,31
Котельная «Нагорная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	244,09	-
	2018	222,32	-
	2019	242,26	-
	2020	202,18	-
	2021	257,52	-
Котельная «Ключевая» МУП "Шикотанское жилищное управление"	2017	227,49	-
	2018	215,56	-
	2019	232,03	-
	2020	210,11	-
	2021	241,09	-

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
с. Малокурильское			
Котельная «Строительная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	237,5	-
	2018	166,03	-
	2019	177,10	-
	2020	188,54	-
	2021	180,33	-
Котельная «Администрация» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2017	173,13	-
	2018	193,85	-
	2019	202,33	-
	2020	158,33	-
	2021	179,38	-
ДЭС «Курильский рыбак»	2017		н/д
	2018		н/д
	2019		354,69
	2020		359,56
	2021		346,09

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники острова Шикотан являются среднеэффективными.

Таблица 5.4.1.3.
Перспективное потребление топлива источниками генерации о. Шикотан (консервативный вариант развития)

Наименование источника генерации	Год	Суммарный расход топлива				Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год				Прочие виды топлива			
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	Сжиженный природный газ	Мазут топочный	Дизельное топливо	Уголь**	Т.н.т.	Т.у.т.	Т.н.т.	Т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
					Энергорайон «Малокурильское»								
	2022	6568,78							4530,19	6568,78			
	2023	7117,34							4908,51	7117,34			
	2024	7191,14							4959,41	7191,14			
	2025												
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	1 178,19							1 499,54	1 178,19			
	2023	1 178,19							1 499,54	1 178,19			
	2024	1 178,19							1 499,54	1 178,19			
	2025	589,10							749,77	589,10			
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	665,68							847,24	665,68			
	2023	665,68							847,24	665,68			
	2024	665,68							847,24	665,68			
	2025	332,84							423,62	332,84			
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	17,89						12,34	17,89				
	2023	17,89						12,34	17,89				
	2024	17,89						12,34	17,89				
	2025	8,945						6,17	8,945				
	2026												
	2030												
	2035												
	2022	1 107,84							1 410,01	1 107,84			

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год															
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ			Мазут топочный			Дизельное топливо			Уголь**			Прочие виды топлива	
		т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.
МУП «Шикотанское жилищное управление»	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13					
	2023	1 107,84							1 410,01	1 107,84							
	2024	1 107,84							1 410,01	1 107,84							
	2025	553,92							705,01	553,92							
	2026																
	2030																
	2035																
	2022																
	2023																
	2024																
Газовая котельная в с. Малокурильское - 12,0 Гкал	2025	1 108,42	706	1 108,42													
	2026	2 954,74	1 882,00	2 954,74													
	2030	2 954,74	1 882	2 954,74													
	2035	2 954,74	1 882,00	2 954,74													
	2022																
	2023																
	2024																
Друхтопливная электростанция мощностью 26±10 % МВт	2022																
	2023																
	2024																
	2025	3 726,67	5 850,87	3 726,67													
	2026	3 768,77	5 916,97	3 768,77													
	2030	3 896,55	6 117,58	3 896,55													
	2035	4 025,45	6 319,95	4 025,45													
	2022	2 949,26						2 033,97	2 949,26								
	2023	3 285,85						2 266,11	3 285,85								
	2024	3 302,28						2 277,44	3 302,28								
2025																	
2026																	
2030																	
2035																	
2022	617,78								786,28	617,78							
2023	617,78								786,28	617,78							
2024	617,78								786,28	617,78							
2025	308,89								393,14	308,89							
2026																	
2030																	

Энергорайон «КрАЗОВОДСКОЕ»

ДЭС с. Крабоводское
АО «Мобильные ГТЭС»Котельная «Нагорная»
МУП «Шикотанское жилищное
управление»

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год															
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ			Мазут топочный			Дизельное топливо			Уголь**			Прочие виды топлива	
		Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13					
	2030	2267,08	1444	2267,08													
	2035	2267,08	444,00	2267,08													
	2022	21 959,55					7 080,50	10 266,73	11 051,82	11 692,82							
	2023	23 205,27					7 561,31	10 963,89	11 430,14	12 241,38							
	2024	23 673,74					7 833,50	11 358,56	11 481,04	12 315,18							
	2025	16 636,83	7 097,87	5 684,46			5 786,44	8 390,34	3 260,82	2 562,03							
	2026	17 736,18	9 242,97	8 990,59													
	2030	18 302,30	9 443,58	9 118,37													
	2035	18 890,75	8 645,95	9 247,27													

Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Шикотан

В перспективе, на после открытие новой двухтопливной электростанции потребления угля источниками о. Шикотан снизится за счёт потребления газообразного топлива

Таблица 5.4.1.4.

Удельные перспективные расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Шикотан (консервативный вариант развития)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
Энергорайон «Малокурильское»			
ДЭС «Малокурильское» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	-	424,982
	2023	-	424,982
	2024	-	424,982
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
	Котельная «Черёмушки» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	237,96
2023		237,96	-
2024		237,96	-
2025		237,96	-
2026		237,96	-
2030		237,96	-
2035		237,96	-
Котельная «Терешкова» МУП «Шикотанское жилищное управление»		2022	241,60
	2023	241,60	-
	2024	241,60	-
	2025	241,60	-
	2026	241,60	-
	2030	241,60	-
	2035	241,60	-
	Котельная «Модульная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	184,62
2023		184,62	-
2024		184,62	-
2025		184,62	-
2026		184,62	-
2030		184,62	-
2035		184,62	-
Котельная «Молодёжная» МУП "Шикотанское жилищное управление"		2022	266,85
	2023	266,85	-
	2024	266,85	-
	2025	266,85	-
	2026	266,85	-
	2030	266,85	-
	2035	266,85	-
	Газовая котельная в с. Малокурильское – 12,0 Гкал	2022	-
2023		-	-
2024		-	-
2025		247,16	-
2026		247,16	-
2030		247,16	-
2035		247,16	-
Энергорайон «Крабовоздовское»			
ДЭС с. Крабовоздовское МУП «Шикотанское жилищное	2022	-	408,44
	2023	-	408,44

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
управление»	2024	-	408,44
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Двухтопливная электростанция мощностью 26±10 % МВт	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	315,05
	2026	-	315,05
	2030	-	315,05
Котельная «Нагорная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	257,53	-
	2023	257,53	-
	2024	257,53	-
	2025	257,53	-
	2026	257,53	-
	2030	257,53	-
	2035	257,53	-
Котельная «Строительная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	180,33	-
	2023	180,33	-
	2024	180,33	-
	2025	180,33	-
	2026	180,33	-
	2030	180,33	-
	2035	180,33	-
Котельная «Ключевая» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	241,08	-
	2023	241,08	-
	2024	241,08	-
	2025	241,08	-
	2026	241,08	-
	2030	241,08	-
	2035	241,08	-
Котельная «Администрация» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	179,47	-
	2023	179,47	-
	2024	179,47	-
	2025	179,47	-
	2026	179,47	-
	2030	179,47	-
	2035	179,47	-
ДЭС «Курильский рыбак»	2022	-	353,5
	2023	-	353,5
	2024	-	353,5
	2025	-	353,5
	2026	-	353,5
	2030	-	353,5
	2035	-	353,5
Газовая котельная в с. Крабозаводское – 6,0 Гкал	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	240,28	-
	2026	240,28	-

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
	2030	240,28	-
	2035	240,28	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Шикотан являются среднеэффективными. Постройка новой двухтопливной котельной позволит увеличить эффективность производства электроэнергии на о. Шикотан почти в два раза

Наименование источника генерации	Год	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
		Суммарный расход топлива		Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
		Т.У.Т.	Т.н.т.	Т.У.Т.	Т.н.т.	Т.У.Т.	Т.н.т.	Т.У.Т.	Т.н.т.	Т.У.Т.	Т.н.т.	Т.У.Т.	Т.н.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2025	849,37	541	849,37									
	2026	2267,08	1444	2267,08									
	2030	2267,08	1444	2267,08									
	2035	2267,08	444,00	2267,08									
	2022	23 388,48						6 792,96	9 849,80	12 324,83	13 538,68		
	2023	24 969,92						7 238,81	10 496,28	12 969,63	14 473,64		
2024	26 943,24						7 837,69	11 364,64	13 731,67	15 578,60			
2025	15 594,86	2 957,00	4 642,49				5 786,44	8 390,34	3 260,82	2 562,03			
2026	24 863,21	10 266,00	16 117,62										
2030	27 012,85	11 356,00	17 828,92										
2035	28 791,20	11 196,00	19 147,72										
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Шикотан													

В перспективе, на после открытие новой двухтопливной электростанции потребления угля источниками о. Шикотан снизится за счёт потребления газообразного топлива

Таблица 5.4.1.6.

Удельные фактические расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Шикотан (оптимистический вариант развития без учета роста нагрузки на РК Островной)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
Энергорайон «Малокурильское»			
ДЭС «Малокурильское» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	-	424,98
	2023	-	424,98
	2024	-	424,98
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Котельная «Черёмушки» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	237,96	-
	2023	237,96	-
	2024	237,96	-
	2025	237,96	-
	2026	237,96	-
	2030	237,96	-
	2035	237,96	-
Котельная «Терешкова» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	241,60	-
	2023	241,60	-
	2024	241,60	-
	2025	241,60	-
	2026	241,60	-
	2030	241,60	-
	2035	241,60	-
Котельная «Модульная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	184,62	-
	2023	184,62	-
	2024	184,62	-
	2025	184,62	-
	2026	184,62	-
	2030	184,62	-
	2035	184,62	-
Котельная «Молодёжная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	266,85	-
	2023	266,85	-
	2024	266,85	-
	2025	266,85	-
	2026	266,85	-
	2030	266,85	-
	2035	266,85	-
Газовая котельная в с. Малокурильское – 12,0 Гкал	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	247,16	-
	2026	247,16	-
	2030	247,16	-
	2035	247,16	-
Энергорайон «Крабовозовское»			
ДЭС с. Крабовозовское	2022	-	408,44

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
МУП «Шикотанское жилищное управление»	2023	-	408,44
	2024	-	408,44
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Двухтопливная электростанция мощностью 26±10 % МВт	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	315,85
	2026	-	314,91
	2030	-	315,18
Котельная «Нагорная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	257,53	-
	2023	257,53	-
	2024	257,53	-
	2025	257,53	-
	2026	257,53	-
	2030	257,53	-
Котельная «Строительная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	180,33	-
	2023	180,33	-
	2024	180,33	-
	2025	180,33	-
	2026	180,33	-
	2030	180,33	-
Котельная «Ключевая» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	241,08	-
	2023	241,08	-
	2024	241,08	-
	2025	241,08	-
	2026	241,08	-
	2030	241,08	-
Котельная «Администрация» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	179,47	-
	2023	179,47	-
	2024	179,47	-
	2025	179,47	-
	2026	179,47	-
	2030	179,47	-
ДЭС «Курильский рыбац»	2022	-	353,5
	2023	-	353,5
	2024	-	353,5
	2025	-	353,5
	2026	-	353,5
	2030	-	353,5
Газовая котельная в с. Крабозаводское – 6,0 Гкал	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	240,28	-

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
	2026	240,28	-
	2030	240,28	-
	2035	240,28	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Шикотан являются среднеэффективными. Постройка новой двухтопливной котельной позволит увеличить эффективность производства электроэнергии на о. Шикотан почти в два раза.

Наименование источника генерации	Год	Суммарный расход топлива			Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год						Прочие виды топлива			
		Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Сжиженный природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Т.Н.Т.	Т.У.Т.
					Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.	Т.Н.Т.	Т.У.Т.		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	2026	2267,08	1444	2267,08										
	2030	2267,08	1444	2267,08										
	2035	2267,08	444,00	2267,08										
	2022	23 388,48					6 792,96	9 849,80	12 324,83	13 538,68				
	2023	24 247,45					7 238,81	10 496,28	12 471,38	13 751,17				
	2024	25 285,81					7 837,69	11 364,64	12 588,61	13 921,17				
	2025	22 645,21	7 447,67	11 692,84			5 786,44	8 390,34	3 260,82	2 562,03				
	2026	24 584,60	10 088,54	15 839,01			6 031,44	8 745,59						
	2030	35 955,18	17 051,75	26 771,25			6 333,74	9 183,93						
2035	37 107,84	16 493,22	27 464,36			6 650,68	9 643,48							
Суммарные показатели расхода топлива по котельным о. Шикотан														

В перспективе, на после открытие новой двухтопливной электростанции потребления угля источниками о. Шикотан снизится за счёт потребления газообразного топлива.

Таблица 5.4.1.8.

Удельные перспективный расходы топлива на выработку электрической и тепловой энергии источниками, находящимися на территории о. Шикотан (оптимистический вариант развития с учетом роста нагрузки на РК Островной)

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
Энергорайон «Малокурильское»			
ДЭС «Малокурильское» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	-	424,98
	2023	-	424,98
	2024	-	424,98
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Котельная «Черёмушки» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	237,96	-
	2023	237,96	-
	2024	237,96	-
	2025	237,96	-
	2026	237,96	-
	2030	237,96	-
	2035	237,96	-
Котельная «Терешкова» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	241,60	-
	2023	241,60	-
	2024	241,60	-
	2025	241,60	-
	2026	241,60	-
	2030	241,60	-
	2035	241,60	-
Котельная «Модульная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	184,62	-
	2023	184,62	-
	2024	184,62	-
	2025	184,62	-
	2026	184,62	-
	2030	184,62	-
	2035	184,62	-
Котельная «Молодёжная» МУП "Шикотанское жилищное управление"	2022	266,85	-
	2023	266,85	-
	2024	266,85	-
	2025	266,85	-
	2026	266,85	-
	2030	266,85	-
	2035	266,85	-
Газовая котельная в с. Малокурильское – 12,0 Гкал	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	247,16	-
	2026	247,16	-
	2030	247,16	-
	2035	247,16	-
Энергорайон «Крабозаводское»			
ДЭС с. Крабозаводское	2022	-	408,44

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
МУП «Шикотанское жилищное управление»	2023	-	408,44
	2024	-	408,44
	2025	-	-
	2026	-	-
	2030	-	-
	2035	-	-
Двухтопливная электростанция мощностью 26±10 % МВт	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	-	315,05
	2026	-	315,05
	2030	-	315,05
Котельная «Нагорная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	257,53	-
	2023	257,53	-
	2024	257,53	-
	2025	257,53	-
	2026	257,53	-
	2030	257,53	-
Котельная «Строительная» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	180,33	-
	2023	180,33	-
	2024	180,33	-
	2025	180,33	-
	2026	180,33	-
	2030	180,33	-
Котельная «Ключевая» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	241,08	-
	2023	241,08	-
	2024	241,08	-
	2025	241,08	-
	2026	241,08	-
	2030	241,08	-
Котельная «Администрация» МУП «Шикотанское жилищное управление»	2022	179,47	-
	2023	179,47	-
	2024	179,47	-
	2025	179,47	-
	2026	179,47	-
	2030	179,47	-
ДЭС «Курильский рыбак»	2022	-	353,5
	2023	-	353,5
	2024	-	353,5
	2025	-	353,5
	2026	-	353,5
	2030	-	353,5
Газовая котельная в с. Крабовозовское – 6,0 Гкал	2022	-	-
	2023	-	-
	2024	-	-
	2025	240,28	-

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
1	2	3	4
	2026	240,28	-
	2030	240,28	-
	2035	240,28	-

По показателям удельного расхода топлива на выработку тепловой и электрической энергии источники о. Шикотан являются среднеэффективными. Постройка новой двухтопливной котельной позволит увеличить эффективность производства электроэнергии на о. Шикотан почти в два раза.

5.4.2. Состав существующих топливных складов, логистика (доставка) и хранение различных видов топлива

Хранилища дизельного топлива

Дизельное топливо является основным видом топлива для всех электрогенерирующих станций и для большей части источников тепловой энергии.

Хранение основного запаса дизельного топлива (ДТ), потребляемого источниками электро- и теплоснабжения, осуществляется на складах ГСМ. Центральный склад ГСМ находится в с. Малокурильское на ул. Нагорная.

Центральный склад ГСМ находится в эксплуатации у ООО «Шикотанский водоканал», собственником является Комитет по управлению муниципальной собственностью МО «Южно-Курильский округ».

Общая вместимость центрального склада в с. Малокурильское составляет 2000 тонн – 2 ёмкости по 1000 тонн каждая. Полезная вместимость с учётом размещения системы пожаротушения в ёмкостях составляет 965 м³ для каждой ёмкости. Центральный склад ГСМ в с. Малокурильское построен 17.11.2011 г., введен в эксплуатацию 12.12.2011 г. В настоящее время процент износа центрального склада ГСМ составляет 32 %.

Доставка ДТ до с. Малокурильское осуществляется по морю, танкером один раз в 1,5 - 2 месяца по мере необходимости. Танкер причаливает к причалу ЗАО «Рыбокомбината «Островной».

Передача ДТ на склады ДЭС с. Малокурильское осуществляется по продуктопроводу.

Основными поставщиками дизельного топлива за отчётный период марки ЕВРО сорт С вид III (ДТ-Л-К5) являются ООО «Дилмас», ООО «ВНГ», доставку дизельного топлива осуществляют из Хабаровского края. Заводы по производству ГСМ на о. Шикотан отсутствуют.

Расположение центрального склада ГСМ в с. Малокурильское показано на рисунке 5.4.2.1.

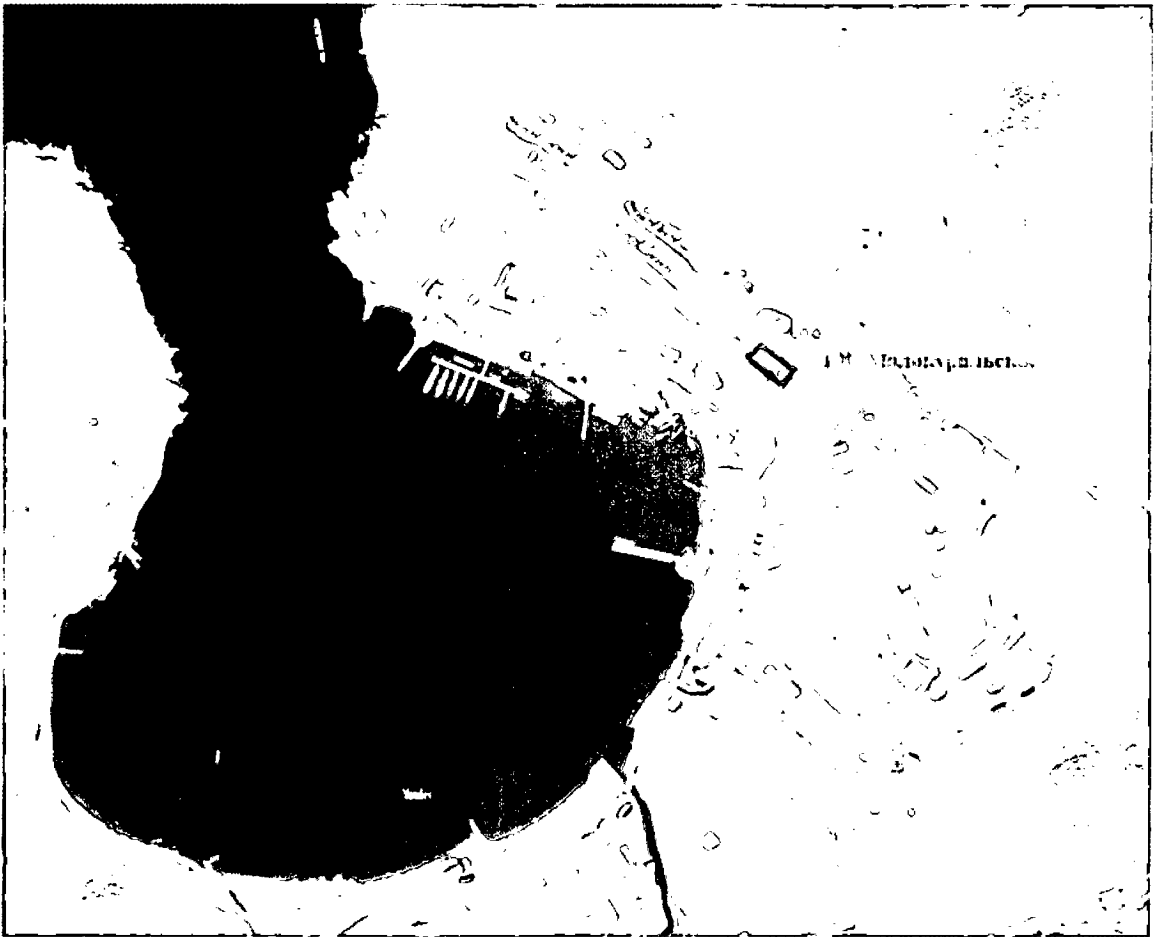


Рисунок 5.4.2.1. Расположение центрального топливного склада ГСМ в с. Малокурильское

Склад ГСМ при ДЭС с. Малокурильское находится в с. Малокурильское. Общая вместимость склада ГСМ при ДЭС с. Малокурильское составляет – 2 ёмкости для хранения дизельного топлива 15 и 14 тонн, соответственно.

Резервуары для хранения топлива размещаются отдельными группами на территории склада и представляют собой вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей для хранения дизельного топлива.

Склад ГСМ в с. Крабозаводское находится в составе ДЭС с. Крабозаводской и состоит из 3-х вертикальных наливных резервуаров по 32 тонны. Склад введён в эксплуатацию в октябре 1999 года, в момент пуска электростанции. Доставка топлива до склада ГСМ ДЭС с. Крабозаводское осуществляется бензовозами после отгрузки в с. Малокурильское. Общая вместимость каждого бензовоза составляет 11,3 м³.

Кроме того, топливные склады ГСМ имеются на котельных, работающих на жидком топливе (ДТ):

- Котельная «Строительная» (с. Крабозаводск) - объём 6 тонн;
- Котельная «Администрация» (с. Крабозаводское) - объём 2,9 тонн;
- Котельная «Администрация» (с. Малокурильское) - объём 0,5 тонн.

Хранилища угля

Доставка угля до складов хранения угля осуществляется морским путём, выгрузка на угольные склады осуществляется автотранспортом. Собственником угольных складов является Комитет по управлению муниципальной собственностью МО «Южно-Курильский округ».

Основным поставщиком за отчётный период каменного угля марки ГЖ (0-300) является ООО «К-Маркет». Доставка угля осуществляют с о. Сахалин. Угольные разрезы на о. Шикотан отсутствуют.

Склады хранения угля находятся:

- Котельная «Нагорная» (с. Крабозаводское) - 500 тонн;
- Котельная «Ключевая» (с. Крабозаводское) - 1500 тонн;
- Котельная «Терешкова» (с. Малокурильское) - 300 тонн;
- Котельная «Черемушки» (с. Малокурильское) - 1500 тонн;
- Котельная «Молодежная» (с. Малокурильское) - 1200 тонн;
- База ЖКХ с. Крабозаводское – 2000 тонн.

Закупка угля осуществляется МУП «Шикотанское жилищное управление» посредством тендера с определением победителя и последующим заключением договоров поставки.

Хранилища сжиженного газа

Хранилища сжиженного газа на о. Шикотан отсутствуют.

Заключение

Одной из главных проблем снабжения о. Шикотан является возможность осложнения ледовой обстановки (увеличение сплошных ледовых полей) и как следствие, накладываемые ограничения прохода грузовых судов. Необходимо предусмотреть запас топлива для обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей острова. Организация 45-суточного запаса топлива является одним из вариантов данной проблемы. Анализ существующих топливных складов ГСМ выявил отсутствие возможности обеспечения 45-суточного запаса топлива для электростанций. Для обеспечения 45-суточного запаса топлива на о. Шикотан необходимо сооружение дополнительных топливных складов суммарным объемом 8000 м³ или 12000 м³ при реализации планов, представленных в разделе 5.2.2.

Итоговые данные по количеству топливных складов на о. Шикотан представлены в таблице 5.4.2.1.

Таблица 5.4.2.1.

Основные топливные склады о. Шикотан

Наименование источника (склада)	Вид топлива хранящийся на складе	Количество ёмкостей / резервуаров хранения	Объёмы хранения		Текущее состояние (в эксплуатации/в резерве/в аварийном состоянии / др.
			Единицы измерения	Количество	
с. Малокурильское					

Наименование источника (склада)	Вид топлива хранящийся на складе	Количество ёмкостей / резервуаров хранения	Объёмы хранения		Текущее состояние (в эксплуатации/в резерве/в аварийном состоянии / др.
			Единицы измерения	Количество	
с. Малокурильское					
Централизованный складе ГСМ о. Шикотан	Дизельное топливо	2	м ³	1000	В эксплуатации
ДЭС с. Малокурильское	Дизельное топливо		тонн	15	В эксплуатации
			тонн	14	В эксплуатации
Котельная «Черемушки»	Уголь			1500	В эксплуатации
Котельная «Терешкова»	Уголь			300	В эксплуатации
Котельная «Молодежная»	Уголь			1200	В эксплуатации
Котельная «Администрация»	Дизельное топливо	1	тонн	2,9	В эксплуатации
с. Крабзаводское					
ДЭС с. Крабзаводское	Дизельное топливо	3	тонн	32	В эксплуатации
База ЖКХ с. Крабзаводское	Уголь			2000	В эксплуатации
Котельная «Нагорная»	Уголь	1	тонн	500	В эксплуатации
Котельная «Строительная»	Дизельное топливо	1	тонн	6	В эксплуатации
Котельная «Ключевая»	Уголь			1500	В эксплуатации
Котельная «Администрация»	Дизельное топливо	1	тонн	0,5	В эксплуатации

5.4.3. Характеристики морских портов, портпунктов о. Шикотан, в том числе, которые используются для доставки топлива.

Морской порт о. Шикотан имеет достаточную пропускную способность для обеспечения острова основными энергетическими ресурсами. Однако в порту отсутствуют системы приёма и хранения сжиженного газа, что препятствует доставке на остров самого экологичного и эффективного вида топлива, природного газа. Для стабильного развития энергетики на острове, в ближайшие 5 лет необходимо организовать терминал приёма и ёмкости для хранения СПГ. Основные характеристики порта приведены в таблице 5.4.3.1.

Таблица 5.4.3.1.

Основные технические характеристики Морского порта о. Шикотан

Площадь территории морского терминала, кв. км;	Морской терминал Малокурильск - 0,061
Месторасположение морского терминала	Сахалинская обл., Южно-Курильский р-н, с. Малокурильское, ул. Советская, 8
Площадь акватории морского терминала, кв. км;	0,01
Количество причалов	2
Количество рейдовых перегрузочных комплексов	0
Длина причального фронта, м;	353,8

Пропускная способность грузовых терминалов всего, тыс. тонн в год;	
в том числе:	
• наливные, тыс. тонн в год;	19,3
• сухие, тыс. тонн в год;	34,96
• контейнеры, тыс. TEU в год;	0,25
Максимальные габариты судов, заходящих в морской терминал	
• осадка	6,37 м
• длина	104,0 м
• ширина	14,37 м
Площадь крытых складов, тыс. кв. м;	4
Площадь открытых складов, тыс. кв. м;	0
Морские вокзалы, кв. м.	
Пропускная способность пассажирского морского вокзала (пассажиров в год).	11 000
Емкости резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Максимально используемая объем емкостей резервуаров для хранения нефтепродуктов, тыс. куб. м.	0
Период навигации	круглогодичный

6. ВЫВОДЫ ПО КОМПЛЕКСНОЙ СХЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ КУРИЛЬСКИХ ОСТРОВОВ НА ПЕРИОД 2022 - 2026 ГОДОВ И ДО 2035 ГОДА

Данная работа выполнена в рамках Технического задания на разработку «Комплексной схемы энергоснабжения Курильских островов на 2022 – 2026 годы и до 2035 года», являющейся первым этапом работ по разработке «Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области».

Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2035 г. разработан на основании перечня перспективных проектов, реализация которых предполагается на территории Курильских островов, в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021. На основании данного прогноза и оценки схемно-балансовой ситуации на территории каждого острова были разработаны рекомендации по строительству электросетевых и генерирующих объектов, приведенные в таблица 2.2.7.1, 3.2.7.1, 4.2.7.1 и 5.2.7.1 соответственно для каждого из островов (обобщенная информация приведена в Приложении 3).

Следует отметить, что мероприятия, приведённые в вышеперечисленных таблицах и не имеющие в настоящий момент источников финансирования, рекомендуются к реализации при условии сохранения планов по реализации проектов на территории Курильских островов в соответствии с информацией министерства экономического развития Сахалинской области, полученной письмом № 3.05-4159/21 от 04.10.2021, в т.ч. в части таких показателей планируемых объектов, как общая установленная электрическая мощность потребителей электроэнергии. На последующих этапах проработки рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети необходимо уточнение установленной мощности объектов с учетом актуализации информации о предполагаемой потребляемой мощности перспективных потребителей.

Приложение 1. Перечень основного оборудования электрических станций и котельных (по состоянию на 31.12.2021)

Таблица П.1.1.

Основное оборудование электростанций на 31.12.2021

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Наим. станции	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт		
«Северо-Курильский энергорайон»	МП «ТЭС»	ДЭС г. Северо-Курильска	1	3516В	2008/2009	Дизельное топливо	г. Северо-Курильск	1,600		
			2	3516В	2008/2009			1,600		
			3	3516В	2015/2017			1,600		
			4	3516В	2020/2020			1,600		
			5	3412	2008/2008			0,648		
			МГЭС-1 ⁶⁰ (р.Матросская)	1	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия	0,5		
			МГЭС-2 ⁶¹ (р.Матросская)	2	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия	0,5		
				1	ФГ - 2 - 50 - 38	2010	Гидроэнергия	0,4		
	о. Итуруп									
	«Курильский энергорайон»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	ДЭС с. Рейдово	1	3512В	2013	Дизельное топливо	с. Рейдово, ул. Курильское шоссе, 10	1,08	
2				3512В	2013	1,08				
3				3512В	2013	1,08				
4				3516В	2019	1,6				
				ДЭС с. Китовое	1	3516В	2015	Дизельное топливо	с.Китовое, ул. Энергетиков, 1	1,6 Выведен из эксплуатации (требуется КР)
					2	3516В	2015			1,6 Выведен из эксплуатации (требуется КР)

⁶⁰ В работе только один гидрогенератор

⁶¹ Фактически выдает только 0,2 МВт (особенность турбины)

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Наим. станции	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
			3	3516В	2019			1,6
			4	3512В	2015			1,08
			5	3512В	2015			1,08
			6	3512В	2013			1,08
			7	3512В	2013			1,08
			1	С18	2019			0,473
			2	С18	2019			0,508
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	ООО «Синтегра»	ДЭС «Синтегра»	3	С18	2019	Дизельное топливо	Куйбышевский залив, РПЦ «Куйбышевский»	0,52
			4	С18	2019			0,52
			5	С18	2019			0,2
			6	БЕР13.5-2	2019			0,013
			7	БЕР13.5-2	2019			0,013
			1	АД 500-Т400-3Р	2020			0,500
			2	АД 500-Т400-3Р	2020			0,500
Энергорайон «Горячий Ключ»	ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России по ВВО	ДЭС с. Горячие Ключи	3	АД 500-Т400-3Р	2020	Дизельное топливо	с. Горячие Ключи	0,500
			4	АД 500-Т400-3Р	2020			0,500
			5	АД 500-Т400-3Р	2020			0,500
			6	АД 500-Т400-3Р	2020			0,500
			1	АД-100С	н/д			0,25
			2	АД-100	1982			0,25
Энергорайон «Буревестник»		ДЭС с. Буревестник	3	АД-60	1982	Дизельное топливо	с. Буревестник	0,25
			1	ДГА 315	1987			0,945
			2	ДГА 315	1982			0,945
Энергорайон «Горное»	МУП «Жилкомсервис»	ДЭС «Горное-1»	3	ДГА 315	2006	Дизельное топливо	ДЭС № 1 с. Горное	0,945
			1	ДГА 315	1981			1,575
			2	ДГА 315	1982			1,575
			3	ДГА 315	1987			1,575
Энергорайон «Горное»		ДЭС «Горное-2»	4	ДГА 315	2003	Дизельное топливо	ДЭС № 2 с. Горное	1,575
			1	ДГА 315	2003			1,575

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Наим. станции	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт	
			5	ДГА 315	2007				
				о. Кунашир					
«Южно-Курильский энергорайон»	ЖКС № 6 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России по ВВО	ДЭС с. Лагунное	1	АСДА-315-Т/400	2006	Дизельное топливо	о. Кунашир, с. Лагунное	0,315	
			2	АСДА-315-Т/400	1998			0,315	
			3	АСДА-315-Т/400	2001			0,315	
			4	АСДА-315-Т/400	2008			0,315	
			5	АСДА-315-Т/400	1986			0,315	
			6	АСДА-315-Т/400	1986			0,315	
	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир»	ДЭС «Южно-Курильская»	1	8DK-20 Daihatsu	н/д	Дизельное топливо	п.г.т. Южно-Курильск	0,86	
			2	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86	
			3	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86	
			4	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86	
			5	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			6	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			7	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			8	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			9	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			10	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			11	Cummins	2020			1,0	
			12	6ЧН 21/21	н/д			0,52	
			13	АД 510С-Т400	н/д			0,51	
			14	АД 500-Т400-2Р	н/д			0,5	
15	АД 500-Т400-2Р	н/д	0,5						
16	С15	н/д	0,365						
17	GER 450-3	н/д	0,36						
18	АД 510С-Т400	н/д	0,51						
19	АД 500-Т400-2Р	н/д	0,5						
20	АД 510С-Т400	н/д	0,51						

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Наим. станции	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
			21	Cummins	2020			1,0
			22	Cummins	2020			1,0
			1	ORMAT	2019			7,4
			2	3512B ⁶³	н/д			1,1
Энергорайон «Головнино»		ВДЭС «Головнино»	1	Vestas V-27	н/д	Энергия ветра	о. Кунашир с. Головнино	0,225
			2	Vestas V-27	н/д			0,225
			1	QSB7-G4	н/д			0,145
			2	QSB7-G4	н/д			0,145
			3	QSB7-G4	н/д			0,145
			4	C32	н/д			0,800
о. Шикотан								
Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»	ООО «ДальЭнергоИнвест»		1	CAT 3516B	2011	Дизельное топливо	с. Крабовоздское	1,6
			2	CAT 3516B	2015			1,6
			3	CAT C-18	2017			0,45
			1	CAT 3516B	2021*			2,0*
Энергорайон «Крабовоздское»	АО «Мобильные ГТЭС» ⁶⁴	ДЭС с. Крабовоздское	2	CAT 3516B	2021*	Дизельное топливо	с. Крабовоздское (о. Шикотан)	2,0*
			3	CAT 3516B	2021*			2,0*
			4	CAT 3516B	2021*			2,0*
			1	ДГ	1999			0,8
Энергорайон		ДЭС с. Малокурильское	2	ДГ	1999	Дизельное топливо	с. Крабовоздское (о. Шикотан)	0,8
			3	ДГ	1999			0,8
			1	Cummins C900D5	2019			0,72
			2	Cummins C900D5	2019	Дизельное топливо	с. Малокурильское	0,72

⁶² До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»

⁶³ Резервный дизель-генератор

⁶⁴ До 29.12.2021 функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняли МУП «Шикотанское жилищное управление»

Энергорайон	Эксплуатирующая организация	Наим. станции	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт	
«Малокурильское»			3	Cummins C900D5	2020			0,72	
			4	Cummins C900D5	2020			0,72	
			5	Cummins C900D5	2018			0,65	
			6	Honey Power HGM1400	2019			1 ⁶⁵	
			1	ДЭС «РК «Островной»					
			АО «Мобильные ГТЭС»						

* ООО «ДальЭнергоИнвест» планирует ввести в эксплуатацию в ноябре 2021 года в энергорайон «РПК «Курильский рыбак» ДЭС, установленной мощностью 8 МВт (четыре ДГУ Caterpillar 3516В мощностью 2000 кВт каждая). На текущий момент объект находится в режиме пуско-наладки.

Таблица П1.2.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии на 31.12.2021

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	Тип, марка, производитель	Вид топлива	Техническая характеристика		Год достижения паркового ресурса			
				основной резервный	Производительность, Гкал/ч				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
о. Парамушир									
«Северо-Курильский энергорайон»									
МП «ТЭС»	Котельная ВКК	1	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2020	н/д
		2	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2018	н/д
		3	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2019	н/д
		4	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2017	н/д
		5	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2019	н/д
		6	КВМ-1,6	Уголь	н/д	95/70	1,6	2017	н/д
Котельная ЦРБ		1	Энергия-3М	Уголь	н/д	95/70	0,38	1989	н/д
		2	Энергия-3М	Уголь	н/д	95/70	0,38	1989	н/д
		3	КВр-0,63 К	Уголь	н/д	95/70	0,54	2013	н/д
		4	КВр-0,63 К	Уголь	н/д	95/70	0,54	2013	н/д
		5	КВр-0,93 К	Уголь	н/д	95/70	0,8	2013	н/д

⁶⁵ Выведен из эксплуатации

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		6	Теплообменники	н/д	н/д	н/д	н/д	3,072	2011
о. Итуруп									
«Курильский энергорайон»									
МУП "Жилкомсервис"	Внутриквартальная котельная	1	КВМ-1,45-95	Уголь	н/д	70	1,247	2016	2036
		2	КВМ-1,45	Уголь	н/д	70	1,247	2013	2033
		3	КВМ-1,45	Уголь	н/д	70	1,247	2014	2034
		4	КВМ-1,45-95	Уголь	н/д	70	1,247	2016	2036
	"Администраций"	1	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	2017	2037
		2	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	2017	2037
	Котельная "Баня"	1	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	2017	2037
		2	КВр-0,8	Уголь	н/д	70	0,8	2017	2037
	Бойлер МУП	1	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	2020	2040
		1	RSB 8017 (списан)	н/д	н/д	н/д	0,08	1996	2016
	Бойлер Красный маяк	2	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	2021	2041
		1	Kiturami KSO 50R	Диз. топливо	н/д	70	0,05	2012	2032
	Бойлер РОВД	1	Olimpia OLB-4000	Диз. топливо	н/д	70	0,4	2011	2031
2		Olimpia OLB-4000	Диз. топливо	н/д	70	0,4	2004	2024	
Бойлер Детский сад	1	Kiturami KSOG 200R	Диз. топливо	н/д	70	0,2	2011	2031	
	о. Кунашир								
«Южно-Курильский энергорайон»									
ООО "Южно-Курильский водоканал"	Котельная № 5	1-4.	Котёл стальной водогрейный КВМ-1,6ТТ	Уголь	н/д	95	5,6	2014	2024
		5-8.	Котёл стальной водогрейный КВМ-	Уголь	н/д	95	6,88	2020	2030

Теллоснабжающа я организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика			Год ввода в эксплуатацию	Год достижени я паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
			2,0							
	котельная с. Отрада	1-3.	Котёл стальной водогрейный КВМ- 1,4	Уголь	н/д	95	3,6	2019	2029	
	Котельная Менделеево	1	KITURAMI KSOG - 200R	дизельное топливо	н/д	0,2	0,2	2010	2020	
		2	KITURAMI KSOG - 200R	дизельное топливо	н/д	0,2	0,2	2010	2020	
	Советская 2Б - жилой дом	1	Olimpia OLB 500 RP	дизельное топливо	н/д	85	0,05	2017	2027	
	с.Головнино - Дом культуры	1	Olimpia OLB 500 RP	дизельное топливо	н/д	85	0,05	2011	2021	
	с.Головнино - ЦБС	1	Kiturami TURBO- 21R	дизельное топливо	н/д	85	0,021	2010	2020	
	МБУДО "Детская школа искусств пгт. Южно-Курильск"	1	Kiturami Turbo 30	дизельное топливо	н/д	85	0,06	2018	2028	
	МБУДО "Детская школа искусств пгт. Южно-Курильск"	1	Kiturami Turbo 30	дизельное топливо	н/д	85	0,06	2018	2028	
	с.Дубовое - средняя школа	1	Olimpia OLB 500 RP	дизельное топливо	н/д	85	0,05	2015	2025	
	с.Головнино - ФАП	1	KITURAMI KSO - 50R	дизельное топливо	н/д	85	0,05	2015	2025	
	с.Дубовое - СДК	1	Kiturami TURBO-	дизельное	н/д	85	0,012	2012	2022	

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса	
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч			
1	2	3	4 13R	5 топливо	6	7	8	9	10	
о. Шикотан										
Энергорайон «Малокурильское»										
МУП жилищное управление "с.Малокурильское	Котельная "Черёмушки"	1	Котёл стальной водогрейный КВСм-1,25 ТТ	Уголь	н/д	95	1,08	2013	2023	
		2	Котёл водогрейный КВМ-1,33	Уголь	н/д	95	1,15	2014	2024	
		1	Котёл водогрейный КВМ-1,28	Уголь	н/д	95	1,1	2016	2026	
	Котельная "Терешкова"	2	Котёл стальной водогрейный КВСм-1,63	Уголь	н/д	95	1,4	2020	2030	
		3	Котёл водогрейный КВМ-1,45	Уголь	н/д	95	1,25	2017	2027	
		1	Котёл водогрейный КВМ-1,28	Уголь	н/д	95	1,1	2016	2026	
Котельная "Молодёжная"	2	Котёл водогрейный КВМ-1,33	Уголь	н/д	95	1,15	2021	2031		
	3	Котёл водогрейный КВМ-1,45 ТТ	Уголь	н/д	95	1,25	2017	2027		
	1	Kiturami KSO-50	ДТ		85	0,05	2019	2029		
Энергорайон «Крабовоздское»										
МУП жилищное управление "с.Крабовоздское	Котельная "Ключевая"	1	КСВм-1,25	Уголь		95	1,075	2021	2031	
		2	КВМ-1,25	Уголь		95	1,075	2019	2029	
		3	КВМ-1,45	Уголь		95	1,247	2019	2029	
		4	КСВм-1,25 ТТ	Уголь		95	1,075	2014	2024	
	Котельная "Нагорная"	1	КСВм-1,25	Уголь			95	1,075	2021	2031
		2	КСВм-1,25	Уголь			95	1,075	2021	2031
Котельная	1	Олимпия OLB-1500	ДТ			85	0,15	2012	2022	

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	"Строительная"	RDR							
		2	Олимпия OLB-1500 RDR	ДТ		85	0,15	2012	2022
	котельная "Администрация"	1	Олимпия OLB-1000 RDR	ДТ		85	0,1	2008	2018

Таблица П1.3.

Паровые котлы источников тепловой энергии на 31.12.2021

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный/аварийный	Температура, град.С	Давление, кгс/см2	Производительность, т/ч (Гкал/ч)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
о. Итуруп										
Энергорайон «Горное»										
МУП "Жилкомсервис"	Котельная №51 с.Горное	2	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2002	2022
		3	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2018	2028
		4	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2018	2028
		6	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	1994	2014
		7	МЗК-7АЖ-2	Диз. топливо	-	175	8	1 (0,5)	2002	2022

Таблица П1.4.

Котлы-утилизаторы на 31.12.2021

ст. №	Тип, марка,	Рабочие параметры пара	Водогрейный контур	Год ввода в	Год

1	2	3	4	5	6	7	8	9
производитель	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч	эксплуатацию	достижения паркового ресурса
ДЭС с.Рейдово, ООО «ДальЭнергоИнвест»								
ДГУ 1	Котел утилизатор Argovis N-35.0- 0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10- BFM)				90/70	0,94	2012	
ДГУ 2	Котел утилизатор Argovis N-35.0- 0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10- BFM)				90/70	0,94	2012	
ДГУ 3	Котел утилизатор Argovis N-35.0- 0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10- BFM)				90/70	0,94	2012	
МДГУ 4	Котел утилизатор Argovis N-35.0- 0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10- BFM)				90/70	1,38	2019	
ДЭС с.Китовый, ООО «ДальЭнергоИнвест»								
ДГУ 1	Котел утилизатор Argovis N-35.0- 0550/3500-1H				90/70	1,38	2015	

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара				Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Производительность, Гкал/ч			
1	2 (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)	3	4	5	6	7	8	9		
ДГУ 2	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2015			
ДГУ 3	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2015			
ДГУ 4	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0500/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	0,94	2015			
ДГУ 7	Котел утилизатор Arprovis N-35.0-0550/3500-1H (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)				90/70	1,38	2019			

Приложение 2. Перечень существующих объектов электросетевого хозяйства (по состоянию на 31.12.2021)

Таблица П2.1.

Перечень ТП 6-10 кВ о. Парамушир

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВА	Год ввода	Срок службы на 2021 г.
6 (10) кВ							
1	МП "ТЭС"	ТП-1	60 лет Октября. М	10	250	2005	16
2	МП "ТЭС"	ТП-2	60 лет Октября. Б	6	250	1981	40
3	МП "ТЭС"	ТП-3	ЦК	10	250	1981	40
4	МП "ТЭС"			6	400		40
5	МП "ТЭС"	ТП-4	Алаид	10	400	1985	36
6	МП "ТЭС"	ТП-5	Сейсмостанция	6	250	2005	16
7	МП "ТЭС"	ТП-6	Глория	10	250	1976	45
8	МП "ТЭС"	ТП-8	Орбита	6	100	1977	44
9	МП "ТЭС"	ТП-9	Освобождения	6	250	1981	40
10	МП "ТЭС"	ТП-10	Гараж	10	250	1981	40
11	МП "ТЭС"	ТП-11	Кислородная станция	10	250	1981	40
12	МП "ТЭС"	ТП-13	БСФ	10	400	1976	45
13	МП "ТЭС"	ТП-14	ЦРБ	10	630	1984	37
14	МП "ТЭС"	ТП-15	Северянка	10	630	1983	38
15	МП "ТЭС"	ТП-16	Пояркова. Б	6	250	1986	35
16	МП "ТЭС"	ТП-17	Аптека	10	400	1981	40
17	МП "ТЭС"	ТП-18	Пояркова. М	10	250	2005	16
18	МП "ТЭС"	ТП-19	Марафон (Курильский Рассвет)	6	1000	1981	40
19	МП "ТЭС"	ТП-20	Санрайз	6	1600	1993	28
20	МП "ТЭС"			6	1600		28
21	МП "ТЭС"	ТП-21	Морепродукт (Алаид)	6	1000	2017	4
22	МП "ТЭС"			6	1000		4
23	МП "ТЭС"	ТП-26	Первомайская	6	100	2010	11
24	МП "ТЭС"			6	160		11
25	МП "ТЭС"	ТП-27	СМУ	6	160	2001	20
26	МП "ТЭС"	ТП-28	Водозабор	6	160	2007	14
27	МП "ТЭС"	ТП-29	Очистные	н/д	200	н/д	н/д
28	МП "ТЭС"	ТП-30	ФСБ (берег. охрана)	н/д	320	н/д	н/д
29	МП "ТЭС"	ТП	Детсад	6	250	н/д	н/д
30	МП "ТЭС"			6	250		
31	МП "ТЭС"	ТП	ТУК	6	630	2015	6
32	МП "ТЭС"	РП-ДЭС	Г4, Г5	6	1000	2017	4
33	МП "ТЭС"		ТСН	10	400		4
34	МП "ТЭС"	РП-МГЭС-1	Г1	6	630		2021
35	МП "ТЭС"	РП-МГЭС-2	Г1	6	400		2021

Таблица П2.2.

Перечень ПС-6 - 35 кВ о. Итуруп

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населёный пункт	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВт*А
35 кВ					
1	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ПС-35/6 г. Курильск	г. Курильск	35/6	4000
				35/6	4000
2	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ПС-35/6 с. Рейдово	с. Рейдово	35/6	2500
				35/6	2500
6 кВ					
1	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-1 «Школа»	г. Курильск	6/0,4	630
2	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-2 «Банк»	с. Рейдово	6/0,4	630
3	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-3 «ДШИ»	г. Курильск	6/0,4	400
4	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-4 «Баня»	г. Курильск	6/0,4	250
5	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-5 «Насосная»	г. Курильск	6/0,4	630
6	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-7 «Заречная»	г. Курильск	6/0,4	250
7	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-8 «Орбита»	г. Курильск	6/0,4	100
8	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-9 «Геология»	г. Курильск	6/0,4	160
9	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-13 «Ц. котельная»	г. Курильск	6/0,4	400
10	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-14 «Спец. участок»	г. Курильск	6/0,4	250
11	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-15 «Спортивная»	г. Курильск	6/0,4	100
12	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-16 «Кооперативная»	г. Курильск	6/0,4	100
13	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-18 «Северная»	г. Курильск	6/0,4	630
				6/0,4	630
14	ООО "ДальЭнергоИнвест"	БКТП-19 «Гидростроевская»	г. Курильск	6/0,4	400
				6/0,4	400
15	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-4К «ДОС»	с. Китовое	6/0,4	250
16	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-3А «м-н Южный»	с. Рейдово	6/0,4	400
				6/0,4	400
17	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ТП-12 «ЦРБ»	г. Курильск	6/0,4	250
				6/0,4	250
18	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-2 «ППЧ»	с. Рейдово	6/0,4	160
19	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-3 «ДК»	с. Рейдово	6/0,4	400
20	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-4 «Кислородка»	с. Рейдово	6/0,4	160
21	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-5 «Зеленая»	с. Рейдово	6/0,4	400
22	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-6 «Сахалинская»	с. Рейдово	6/0,4	160
23	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-7 «Школа»	с. Рейдово	6/0,4	160
24	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-8 «Пекарня»	с. Рейдово	6/0,4	400
25	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КТП-10 «ПКиО»	с. Рейдово	6/0,4	250
26	ООО	КТП-11 «Студенческая»	с. Рейдово	6/0,4	250

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населёный пункт	Напряжени е	Номинальна я мощность тр-ра, кВт*А
	"ДальЭнергоИнвест" ООО				
27	"ДальЭнергоИнвест" ООО	КТП-12 «Лесная»	с. Рейдово	6/0,4	400
28	"ДальЭнергоИнвест" ООО	КТП-10 «Водозабор»	г. Курильск	6/0,4	160
29	"ДальЭнергоИнвест" ООО	КТПН-11 «Рыб. завод»	г. Курильск	6/0,4	400
30	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ТП-17 «РДК»	г. Курильск	6/0,4	400
				6/0,4	400
31	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ТП-20«КОС»	г. Курильск	6/0,4	400
32	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ТП-1 «Дизельная»	с. Рейдово	6/0,4	1000
				6/0,4	1000
33	"ДальЭнергоИнвест" ООО	КТП-1 «Очистные»	с. Рейдово	6/0,4	400
34	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ТП-1К «Новая»	с. Китовое	6/0,4	630
35	"ДальЭнергоИнвест" ООО	КТПН-1Р «Рыбаки»	п. Рыбаки	6/0,4	250

Таблица П2.3.

Перечень ЛЭП-6 - 35 кВ о. Итуруп

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	длина, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 2021 г.
ВЛ-6 кВ						
1	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №1, оп №1/1 - КТП-7	с. Рейдово	0,08	2007	14
2	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №2, КТП-7 - КТП-5	с. Рейдово	0,28	2007	14
3	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №3, КТП-5 - КТП-3	с. Рейдово	0,25	2007	14
4	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №4, оп №4/1 - КТП-12	с. Рейдово	0,6	2007	14
5	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №5, КТП-12 -КТП-10	с. Рейдово	0,98	2007	14
6	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №6, КТП-10 - КТП-8	с. Рейдово	0,62	2007	14
7	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №7, оп. №6/10 - КТП-9	с. Рейдово	0,25	2007	14
8	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №8, КТП-8 - ТП-1	с. Рейдово	0,25	2007	14
9	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №9 оп. №5/18 - КТП-11	с. Рейдово	0,3	2007	14
10	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №10, оп. ?/18 - КТП-2	с. Рейдово	0,7	2007	14
11	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №11, оп №1/6 - КТП-4	с. Рейдово	0,3	2007	14
12	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ №12, КТП-2 - КТП-6	с. Рейдово	0,4	2007	14
13	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛС 6кВ ТП-4К - ТП-1К	с. Китовый	0,35	2017	4
14	"ДальЭнергоИнвест" ООО	ВЛЗ 6кВ ДЭС Китовый - РП ПС 35/6кВ, г. Курильск	с. Китовый	6,57	2009	12

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	длина, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 2021 г.
15	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ ДЭС Китовый - РП ПС 35/6кВ, г. Курильск	с. Китовый	6,57	2009	12
16	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №5, РП-1(ПС) - ТП-12	г. Курильск	1,3	2008	13
17	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №5а, оп. №24 - КТП-13	г. Курильск	0,02	2014	7
18	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №6, ТП-12 - ТП-1	г. Курильск	0,66	2008	13
19	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №7, ТП-1 - ТП-2	г. Курильск	0,22	2008	13
20	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №8, ТП-2 - ТП-3	г. Курильск	0,53	2008	13
21	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №9, ТП-3 - ТП-7	г. Курильск	0,38	2008	13
22	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №10, ТП-12 - ТП-18	г. Курильск	0,65	2008	13
23	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №11, ТП-18 - ТП РДК	г. Курильск	0,32	2008	13
24	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №12, ТП-6 - ТП-4	г. Курильск	0,86	2008	13
25	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №12а, оп.№8 - КТП-16	г. Курильск	0,03	2008	13
26	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ № ,ТП РДК - ТП19	г. Курильск	0,7	2014	7
27	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №14, РП-1(ПС) - КТП-5	г. Курильск	0,4	2008	13
28	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №15, КТП-5 - КТПН-11	г. Курильск	2,55	2008	13
29	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №16, КТПН-11 - РП-1	г. Курильск	2,42	2008	13
30	ООО "ДальЭнергоИнвест"	ВЛЗ 6кВ №16а, оп. №54 - КТП-15	г. Курильск	0,03	2008	13
КЛ-35 кВ						
1	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КЛ 35кВ, ПС 35/6 Рейдово - ПС 35/6 Курильск	с. Рейдово	13,9	2012	9
2	ООО "ДальЭнергоИнвест"	КЛ 35кВ, ПС35/6 г. Курильск - ГЕО ТЭС Океанская	г. Курильск	20,8	2006	15
КЛ-6 кВ						
1	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №1 РП ДЭС-ТП-7	с. Рейдово	0,25	2012	9
2	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №2 РП ДЭС-оп №4/1	с. Рейдово	0,15	2012	9
3	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №3 ТП-1 – оп № ?	с. Рейдово	0,55	1980	41
4	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ, ПС 35/6 – ТП «Проходная»	с. Рейдово	1,2	2016	5
5	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №1, ПС35/6кВ-РП-1	г. Курильск	0,7	2007	14
6	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №2, ПС35/6кВ – РП-1	г. Курильск	0,7	2007	14
7	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №10, ТП-7 – ТП-8	г. Курильск	0,69	2008	13
8	ООО	КЛ 6кВ №11, ТП-8 –	г. Курильск	0,5	2008	13

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	длина, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 2021 г.
	«ДальЭнергоИнвест»	ТП-6				
9	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №13, ТП-4 – РП-1	г. Курильск	0,4	2007	14
10	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №15а, оп. №34 – КТП-14	г. Курильск	0,1	2008	13
11	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №15б, оп. №46 – КТП-9	г. Курильск	0,05	2008	13
12	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №17, КТП-14 – КТП-10	г. Курильск	1,8	2008	13
13	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №17а, КТП-14 – КТП-10	г. Курильск	1,8	2008	13
14	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №22, ТП-7 – КТПН-1Р	г. Курильск	3,35	2001	20
15	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №23а, ТП-3 – ТП-4	г. Курильск	0,7	2017	4
16	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №23, ТП-3 – ТП-4(выведена)	г. Курильск	0,7	1986	35
17	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №32, ДЭС-2 – ТП-1	г. Курильск	0,25	2001	20
18	ООО «ДальЭнергоИнвест»	КЛ 6кВ №33, ДЭС-2 – ТП-1	г. Курильск	0,25	2001	20

Таблица П2.4.

Перечень ПС 6-35 кВ о. Кунашир

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВ*А	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
35 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	РП-3	РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск»	35/6	4000	2005	16
				35/6	4000	2005	16
				10/6	1600	1983	38
				6/0,4	40	2005	16
				6/0,4	40	2005	16
2	АО "Мобильные ГТЭС"	РП-5	РП-5 «ПС -35 Менделеево»	35/10	6300	2005	16
				35/10	6300	2005	16
				10/0,4	160	1988	33
				6/0,4	40	2005	16
				6/0,4	40	2005	16
3	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-30	ТП-30 «Водовод 1 го подъема»	35/0,4	400	н/д	н/д
6 (10) кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	РП-2	РП-2 «Белочка»	6/0,4	630	2019	2
				6/0,4	630	2019	2
2	АО "Мобильные ГТЭС"	РП-4	РП-4 «ЦРБ»	6/0,4	400	2010	11
				6/0,4	630	2014	7
3	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-1	ТП-1 «РОВД»	6/0,4	400	2019	2
				6/0,4	400	2010	11
4	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-2	ТП-2 «кв. Юбилейный»	6/0,4	400	1987	34
				6/0,4	400	2019	2
5	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-3	ТП-3 «ул. Школьная»	6/0,4	630	2018	3
				6/0,4	400	2013	8
6	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-4	ТП-4 «Школа»	6/0,4	400	2019	2

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВт*А	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
	ГТЭС"						
7	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-5	ТП-5 «пр-кт Курильский»	6/0,4	400	2008	13
				6/0,4	630	2011	10
8	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-6	ТП-6 «Связь»	6/0,4	400	2013	8
9	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-7	ТП-7 «ул. Морская»	6/0,4	400	2008	13
				6/0,4	630	2014	7
10	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-8	ТП-8 «Котельная №5»	6/0,4	250	2007	14
				6/0,4	400	2019	2
11	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-9	ТП-9 «ул.60 лет ВЛКСМ»	6/0,4	400	1986	35
				6/0,4	630	2014	7
12	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-10	ТП-10 «Хоздвор»	6/0,4	250	1988	33
13	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-11	ТП-11 «Баня»	6/0,4	400	1992	29
14	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-12	ТП-12 «кв. Рыбников»	6/0,4	630	2019	2
				6/0,4	630	2019	2
15	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-13	ТП-13 «Морвокзал»	6/0,4	160	2011	10
16	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-14	ТП-14 «ул.Набережная»	6/0,4	400	2006	15
17	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-15	ТП-15 «Орбита»	6/0,4	250	н/д	н/д
				6/0,4	250	н/д	н/д
18	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-16	ТП-16 «Карева»	6/0,4	400	2006	15
19	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-17	ТП-17 «Дружба»	6/0,4	630	2014	7
20	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-18	ТП-18 «Спортивно-оздоровительный комплекс»	6/0,4	630	2014	7
				6/0,4	250	2016	5
21	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-19	ТП-19 «Метеостанция»	6/0,4	160	2004	17
22	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-20	ТП-20 «Причал»	6/0,4	630	н/д	н/д
23	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-21	ТП-21 «Отрада»	6/0,4	400	2015	6
				6/0,4	400	2015	6
24	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-22	ТП-22 «3-е Сентября»	6/0,4	250	1975	46
25	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-23	ТП-23 «Труд»	6/0,4	630	н/д	н/д
26	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-24	ТП-24 «Лесхоз»	6/0,4	400	1983	38
27	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-25	ТП-25 «Водовод I подъема»	6/0,4	250	2012	9
28	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-27	ТП-27 «Дельта»	6/0,4	630	1986	35
29	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-28	ТП-28 «Водозабор»	6/0,4	400	1983	38
30	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-29	ТП-29 «Экспресс»	6/0,4	400	1990	31
31	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-31	ТП-31 «Рыбокомбинат»	6/0,4	400	н/д	н/д
32	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-32	ТП-32 «База Тимошенко»	6/0,4	400	2015	6
33	АО "Мобильные	ТП-33	ТП-	6/0,4	630	н/д	н/д

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВт*А	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
	ГТЭС"		33«Рыбокомбинат»	6/0,4	630	н/д	н/д
34	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-34	ТП-34 «Татьяна»	6/0,4	160	1990	31
35	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-35	ТП-35 «ГП ГТС»	10/0,4	400	2008	13
36	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-36	ТП-36 «Парковая зона»	6/0,4	630	2017	4
37	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-37	ТП-37 «Обшежитие жилая зона»	6/0,4	400	2017	4
38	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-38	ТП-38 «п. Менделеево»	10/0,4	100	2008	13
39	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-39	ТП-39 «Аэропорт»	10/0,4	160	2007	14
40	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-40	ТП-40 «АБЗ Менделеево Труд»	10/0,4	630	2019	2
41	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-41	ТП-41 «АБЗ Отрада»	6/0,4	400	2012	9
42	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-42	ТП-42 «ул. Мира»	6/0,4	400	2017	4
				6/0,4	400	2017	4
43	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-43	ТП-43 «Солнышко»	6/0,4	400	2017	4
44	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-44	ТП-44 «База Энергия»	6/0,4	250	2018	3
45	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-45	ТП-45 «Жилая зона 2 Лагунное»	6/0,4	630	2017	4
46	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-46	ТП-46 «КПП Горячий Пляж»	10/0,4	630	н/д	н/д
47	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-47	ТП-47 «Водовод Горячий Пляж»	10/0,4	400	н/д	н/д
48	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-48	ТП-48 «ПМП Горячий Пляж»	10/0,4	400	н/д	н/д
49	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-49	ТП-49«Вертолетка» Горячий Пляж»	10/0,4	400	н/д	н/д
				10/0,4	400	н/д	н/д
50	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-50	ТП-50 «Зона ПВО Лагунное»	6/0,4	630	2017	4
	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-51	ТП-51 «Аэропорт полоса 1»	10/0,4	160	н/д	н/д
52	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-52	ТП-52 «Аэропорт 2 КДП»	10/0,4	250	н/д	н/д
	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-53	ТП-53 «Котельная Отрада»	6/0,4	250	2018	3
54	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-54	ТП-54 "МЧС столбовая»	6/0,4	160	2018	3
55	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-55	ТП-55 «мкр-н Отрада»	6/0,4	630	2018	3
				6/0,4	630	2018	3
56	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-56	ТП-56 «ВНС Отрадное»	6/0,4	630	2020	1
				6/0,4	630	2020	1
57	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-57	ТП-57 «Океанская»	6/0,4	1000	2020	1
				6/0,4	1000	2020	1
58	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП-58	ТП-58 База Рошковская	6/0,4	250	2020	1

Таблица П2.5.

Перечень ЛЭП-6 - 35 кВ о. Кунашир

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование ЛЭП	Марка провода	длина, км	Тип опор	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
ВЛ-35 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-5 до РП-3	АСК-120	12,26	Металл	2003	18
ВЛ-10 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-5 до п. Менделеево	СИП-3*95	15,94	дер. на ж/б пасынках	2011	10
2	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-5 до п. Горячий пляж	АС-50	3,24	дерев	2004	17
ВЛ-6 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до РП-2	СИП-3*95	2,31	ж/б	2005	16
2	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до ПС35 «Южно-Курильск»	СИП-3*95	2,11	ж/б	2005	16
3	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до РП-4	СИП-3*70	1,23	дерев на ж/б пасынках	2005	16
4	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до ТП-9	СИП-3*70	0,97	дерев на ж/б пасынках	2005	16
5	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до ТП-12	СИП-3*120	0,46	ж/б	2013	8
6	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ДЭС до ТП-17 «Дружба»	СИП-3*95	0,75	ж/б	2014	7
7	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-2 до ТП-3	СИП-3*70	0,42	дерев на ж/б пасынках	2006	15
8	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-3 до ТП-11	СИП-3*70	0,23	ж/б и дерев на ж/б пасынках	2005	16
9	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-3 до ТП-14 «Набережная»	СИП-3*70	0,84	дерев на ж/б пасынках	2005	16
10	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-3 до ТП-21	СИП-3*70	4,62	ж/б	2016	5
11	АО "Мобильные ГТЭС"	ПС-35 до ТП-10	АС-50	0,64	дерев	1988	33
12	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-3 до ТП-27 «Дельта»	АС-50	0,82	дерев	2004	17
13	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-3 до ТП-28	АС-50	4,57	ж/б	1997	24
14	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от РП-4 до ТП-12	СИП-3*70	0,7	дерев на ж/б пасынках	2005	16
15	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-1 до ТП-2	СИП-3*70	0,2	ж/б	2005	16
16	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-2 до ТП-5	СИП-3*70	0,28	ж/б	2005	16
17	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-22 до ТП-29	СИП-3*70	0,78	дерев на ж/б пасынках	2005	16
18	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-3 до ТП-2	СИП-3*70	0,47	дерев на ж/б пасынках	2006	15
19	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-5 до ТП-6	СИП-3*70	0,43	дерев на ж/б пасынках	2005	16
20	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-7 до ТП-	СИП-3*70	0,3	дерев на	2006	15

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование ЛЭП	Марка провода	длина, км	Тип опор	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
		6			ж/б пасынках		
21	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-7 до ТП-8	СИП-3*70	0,41	дерев на ж/б пасынках	2006	15
22	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-9 до ТП-8	СИП-3*70	0,53	дерев на ж/б пасынках	2006	15
23	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-11 до ТП-15	СИП-3*70	0,65	дерев на ж/б пасынках	2006	15
24	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-12 до ТП-9	СИП-3*70	0,63	дерев на ж/б пасынках	2005	16
25	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-14 до ТП-22	СИП-3*70	0,78	дерев на ж/б пасынках	2005	16
26	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-14 до РП-4	СИП-3*70	0,12	ж/б	2006	15
27	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-15 до ТП-24	СИП-3*70	0,61	дерев на ж/б пасынках	2006	15
28	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-24 до РП-3	СИП-3*95	0,3	ж/б и дерев на ж/б пасынках	2016	5
29	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ от ТП-24 до ВЛ 6кВ «Отрада»	СИП-3*95	0,3	ж/б и дерев на ж/б пасынках	2016	5
30	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ-6 кВ, ТП-7-ТП-18	СИП 3*70	0,15	ж/б	2017	4
31	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ-6кВ, ПС-35 (Ю-К) до 1-го подъема	СИП-3,1*120 СИП-3,1*95	4,87	ж/б	2018	3
32	АО "Мобильные ГТЭС"	ВЛ-6кВ, 1 подъем до п. Лагунное	СИП-3,1*120	2,92	ж/б	2018	3
33	АО "Мобильные ГТЭС"	отпайка от ВЛ (ТП-11 - ТП-15) ТП -54 (МЧС)	СИП-3*70	0,015	ж/б	2019	2
34	АО "Мобильные ГТЭС"	отпайка от ВЛ (ПС-35 - ТП-21) ТП-53	СИП-3*70	0,4	ж/б	2019	2
35	АО "Мобильные ГТЭС"	отпайка от ВЛ (ПС-35 - ТП-21) ТП-55	СИП-3*120	0,3	ж/б	2019	2
КЛ-10 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от РП ГеоТЭС до опоры ВЛ-10кВ п. Горячий пляж	ААБл-10 3*70	0,35	-	2012	9
2	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от Туман-2 до ГеоТЭС	ААБл-10 3*120	0,2	-	2003	18
3	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от последней опоры ВЛ-10кВ ГеоТЭС - Менделеево до	ААБл-10 3*120	3,56	-	2011	10

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование ЛЭП	Марка провода	длина, км	Тип опор	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
		Аэропорт					
4	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ 10кВ от ТП-39 до ТП-40	ААБл-10 3*120	0,4	-	2019	2
КЛ-6 кВ							
1	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ДЭС (Японская) до ДЭС (Русская)	ВБ6Шв 3*150	0,32	-	2006	15
2	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ДЭС (Русская)	ВБ6Шв 3*150	0,34	-	2012	9
3	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до РП-1	ВБ6Шв 3*150	0,16	-	2014	7
4	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-8	ААБл-6 3*70	1,25	-	2016	5
5	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-12 №1	ААБл-6 3*95	0,55	-	1987	34
6	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-12 №2	ААБл-6 3*95	0,55	-	2016	5
7	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-16	ААБл-6 3*70	0,34	-	1985	36
8	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ВЛ-6кВ ТП-16	ВБ6Шв 3*120	0,06	-	2014	7
9	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-19	ААБл-6 3*70	0,31	-	1985	36
10	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до ТП-20	ААБл-6 3*70	0,64	-	1985	36
11	АО "Мобильные ГТЭС"	4 КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до 2х цепной ВЛ-6 кВ	ВБ6Шв 3*120	0,57	-	2014	7
12	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до бетонной опоры ВЛ-6 кВ ТП-17	ВБ6Шв 3*120	0,16	-	2014	7
13	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до деревянной опоры ВЛ-6 кВ ТП-9	ВБ6Шв 3*120	0,175	-	2014	7
14	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ЗРУ-2 ДЭС до бетонной опоры (резерв)	ВБ6Шв 3*120	0,15	-	2014	7
15	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от РП-4 до ТП-1	ВБ6Шв 3*120	0,37	-	2012	9
16	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от РП-4 до Рыбкомбинат	ААБл-6 3*70	0,84	-	2004	17
17	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от РП-4 до опоры ВЛ-6кВ ТП-14	ВБ6Шв 3*120	0,19	-	2012	9
18	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-2 до ТП-5	ААБл-6 3*70	0,3	-	1987	34
19	АО "Мобильные ГТЭС"	2КЛ от ТП-2 до ТП-10	ААБл-6 3*70	0,75	-	1987	34
20	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-4 до ТП-3	ААБл-6 3*70	0,35	-	1981	40
21	АО "Мобильные ГТЭС"	2 КЛ от ТП-5 до ТП-4	ААБл-6 3*70	0,7	-	1981	40
22	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-7 до опоры ВЛ-6кВ на ТП-8	ВБ6Шв 3*95	0,3	-	2014	7
23	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-9 до ТП-	ААБл-6	0,35	-	2014	7

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование ЛЭП	Марка провода	длина, км	Тип опор	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
		7 №1	3*95				
24	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-9 до ТП-7 №2	ВББШв 3*120	0,35	-	2016	5
25	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-10 до опоры ВЛ-6кВ (ДельтаЭкспресс)	ААБл-6 3*70	0,26	-	2006	15
26	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-12 до РП-4	ААБл-6 3*70	1,45	-	1987	34
27	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ от ТП-12 до ТП-5	ААБл-6 3*70	0,42	-	1987	34
28	АО "Мобильные ГТЭС"	Спуски КЛ-6 кВ от опор до ТП	н/д	0,817	-	н/д	н/д
29	АО "Мобильные ГТЭС"	ТП7 – опора ВЛ-6кВ	ААБл-6 3*70	0,07	-	2017	4
30	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ с опоры ВЛ-6кВ - ТП 18	ААБл-6 3*70	0,03	-	2017	4
31	АО "Мобильные ГТЭС"	КЛ-6кВ(ДЭС-РПЗ) - ТП 43 "Солнышко"	ААБл-6 3*70	0,05	-	2017	4
32	АО "Мобильные ГТЭС"	отпайка от ВЛ (ПС-35 - ТП-21) ТП-53	ААБл-10 3*70	0,12	-	2019	2
33	АО "Мобильные ГТЭС"	отпайка ТП-36 до ТП-50 Лагунное	ААБл-10 3*120	1,3	-	2019	2

Перечень ПС-6-35 кВ о. Шикотан

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	Напряжение	Номинальная мощность тр-ра, кВ*А	Марка трансформатора	Год выпуска	Срок службы на 2021 г.
1	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Маяк	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,6	ТМ630/6/0,4	2012	9
2	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Лесная	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,6	ТМ630/6/0,4	2012	9
3	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Мехцех	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,25	ТМ250/6/0,4	2012	9
4	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Насосная	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,4	ТМ400/6/0,4	2007	14
5	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Ключевая	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,6	ТМ630/6/0,4	2014	7
6	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Юбилейная	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,25	ТМ250/6/0,4	2012	9
7	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Школа	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,4	ТМ400/6/0,4	2012	9
8	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Ключевая 2	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,4	ТМ400/6/0,4x2	2020	1
9	МУП "Шикотанское жилищное управление"	ТП Нагорная	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,6	ТМ630/6/0,4	2014	7
10	МУП "Шикотанское жилищное управление"	Тп АБЗ	с. Крабовоздовское	6/0,4	0,4	ТМ400/6/0,4	2019	2
11	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 630/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№1	с. Малокурильское	6/0,4	0,6	ТМГ11-630/10-У1	2009	12
12	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 250/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№2	с. Малокурильское	6/0,4	0,25	ТМГ11-250/10-У1	2009	12
13	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№3	с. Малокурильское	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10-У1	2009	12

14	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400x2/6/0,4-0 УХЛ 1. КТП№3/а	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-600/10- У1x2	2017	4
15	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400/6/0,4-08 УХЛ 1. КТП№4	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10- У1	2008	13
16	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400x2/6/0,4-0 УХЛ 1. КТП№4/а	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10- У1	2017	4
17	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№5	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10- У1	2009	12
18	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 630/6/0,4-08 УХЛ 1. КТП№6	с. Малокурильско е	6/0,4	0,6	ТМГ11-630/10- У1	2008	13
19	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 630/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№7	с. Малокурильско е	6/0,4	0,6	ТМГ11-630/10- У1	2009	12
20	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 250/6/0,4-0 УХЛ 1. КТП№7/а	с. Малокурильско е	6/0,4	0,25	ТМГ11-250/10- У1	2014	7
21	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400x2/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№8	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10- У1x2	2009	12
22	МУП "Шикотанское жилищное управление"	БМ КТП - 400x2/6/0,4-09 УХЛ 1. КТП№9	с. Малокурильско е	6/0,4	0,4	ТМГ11-400/10- У1x2	2009	12

Перечень ЛЭП-6 кВ о. Шикотан

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	Длина, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 2021 г.
1	МУП "Шикотанское жилищное управление	ДЭС-РП10 Лесная	с. Крабозаводское	0,94	1999	22
2	МУП "Шикотанское жилищное управление	ДЭС-РП10 Ключевая	с. Крабозаводское	0,94	1999	22
3	МУП "Шикотанское жилищное управление	ДЭС-ТП7 Насосная	с. Крабозаводское	0,5	2014	7
4	МУП "Шикотанское жилищное управление	ДЭС-ТП1 Мехцех	с. Крабозаводское	0,5	2014	7
5	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП1Мехцех- ТП2маяк	с. Крабозаводское	0,5	2009	12
6	МУП "Шикотанское жилищное управление	ДЭС -ТП9 Кислородная станц.	с. Крабозаводское	0,26	1999	22
7	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП2Маяк-ТП3 Нагорная	с. Крабозаводское	0,6	2012	9
8	МУП "Шикотанское жилищное управление	РП10-ТП4 Лесная	с. Крабозаводское	0,3	2009	12
9	МУП "Шикотанское жилищное управление	РП10-ТП5 Ключевая	с. Крабозаводское	0,3	2009	12
10	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП5Ключевая- ТП6 Школа	с. Крабозаводское	0,3	2009	12
11	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП9- ТП8Юбилейная	с. Крабозаводское	0,44	2009	12
12	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП6Школа- ТП4Лесная РЕЗЕРВ	с. Крабозаводское	0,3	2010	11
13	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП2Маяк-РП10 РЕЗЕРВ	с. Крабозаводское	0,43	2009	12
14	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП1-ТП2	с. Малокурильское	156	2019	2
15	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП1-ТП2	с. Малокурильское	32	2010	11
16	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП2-ТП3	с. Малокурильское	256	2010	11
17	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП3-ТП3а	с. Малокурильское	50	2017	4
18	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП3а-ТП4	с. Малокурильское	380	2009	12
19	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП4-ТП4а	с. Малокурильское	611	2009	12
20	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП4а-ТП5	с. Малокурильское	352	2020	1
21	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП5-ТП6	с. Малокурильское	618	2010	11
22	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП6-ТП7	с. Малокурильское	807	2009	12
23	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП7-ТП7а	с. Малокурильское	5	2014	7
24	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП7-ТП8	с. Малокурильское	680	2009	12
25	МУП "Шикотанское	ТП8-ТП9	с. Малокурильское	973	2010	11

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Диспетчерское наименование	Населённый пункт	Длина, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 2021 г.
	жилищное управление					
26	МУП "Шикотанское жилищное управление	РП ДЭС-ТП1	с. Малокурильское	326	2019	2
27	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП3-ТП9	с. Малокурильское	151	2012	9
28	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП3-ТП9	с. Малокурильское	384	2012	9
29	МУП "Шикотанское жилищное управление	ТП9-РП ДЭС	с. Малокурильское	374	2018	3

Приложение 3.1. Перечень планируемых к строительству (модернизации) генерирующих и электросетевых объектов на период до 2035 г. в рамках оптимистического варианта развития, включающего в себя максимальный рост нагрузки и объединение энергорайонов

Таблица ПЗ.1.1.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
Строительство объектов генерации в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано				
о. Парамушир				
Объекты генерации				
1	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_6IR_SE5)
о. Кунашир				
Объекты генерации				
1	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт (проектирование по данному титулу)	IV квартал 2023 г.	<p>1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилого застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, <u>нет возможности расширения площади станций</u>, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обратились с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу:</p> <p>«Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
2	Строительство ветровой электростанции 5 МВт (проектирование по данному титулу)	IV квартал 2023 г.	<p>изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p> <p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемыми сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
3	Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторных установок на ДЭС «Южно-	2022-2023 гг.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС»

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
	Курильская»		до 2023 г.	(идентификатор проекта L_1.1.ДГУ.)
о. Шикотан				
1	Ввод в эксплуатации ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	Объект на текущий момент находится в режиме пуска-наладки	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_ISHK_DGS)

Таблица ПЗ.1.2.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, без обеспечения финансированием на период до 2035 года

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 11±10 % МВт	III квартал 2025 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	отсутствует
2	Вывод из эксплуатации существующих МГЭС-1 и	III квартал 2025 г.	Наличие гидроэнергетического потенциала;	отсутствует

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
	МГЭС-2 и строительство новых МГЭС мощностью 1,9 МВт			
3	Строительство ветровой электростанции 3 МВт	III квартал 2025 г.	невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов	отсутствует
о. Итуруп				
Объекты генерации				
1	Строительство «Океанская ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 гг., несоблюдение нормативного резерва мощности; выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
2	Перевод существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 8,5 МВт (этап 1 увеличение на 1,1 МВт, этап 2 – на 7,4 МВт)	III квартал 2024 г. 2028 г.		отсутствует
о. Кунашир				
Объекты генерации				
1	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.*		В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС»
2	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт	IV квартал 2023 г.	1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения	входит мероприятие

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
			<p>площади станции, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2025 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>по титулу «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
3	Строительство ветровой электростанции 5 МВт	IV квартал 2023 г.	<p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной</p>

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
4	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	В настоящий момент функционирует I скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной	параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о. Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.
о. Шикотан				
1	Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабовоздское	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) Выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов	Отсутствует.
2	Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 27±10 % МВт	III квартал 2024 г.		

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
3	Строительство ветровой электростанции 6 МВт	IV квартал 2025 г.	<p>парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p> <p>1) В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	Отсутствует.

Таблица ПЗ.1.3.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано	о. Парамушир		
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано	о. Итуруп		
		о. Кунашир		

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВА на 6,3 МВА	2023 г	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)
о. Шикотан				
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			

Таблица ПЗ.1.4.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ без обеспечения финансирования на период до 2035 года

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше не запланировано			
о. Итуруп				
1	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
2	строительство ВЛ 35 кВ от существующей ПС 35 кВ Курильск до новой ПС-35 кВ «Горячие Ключи» ориентировочной протяженностью порядка 32 км	2028 г.	Присоединение энергорайонов «Горячий Ключ» и «РПЦ Куйбышевский» к «Курильскому энергорайону» рекомендуется в соответствии с концепцией достижения углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента в	отсутствует
3	Строительство ПС-35 кВ «Горячие Ключи» с установкой трансформаторов напряжением 35/6 кВ мощностью 2х6,3 МВ* А с установкой БСК мощностью 5 Мвар	2028 г.		отсутствует
4	Строительство двухцепной ВЛ-6 кВ от ПС-35 кВ «Горячие Ключи» до новой ТП-6/0,4 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» протяженностью порядка 8 км	2028 г.		отсутствует

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
5	Строительство ТП 6 кВ в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский», перевод питания потребителей с ДЭС «Синтегра» на данную ТП	2028 г.	связи с прогнозируемым дефицитом располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
6	Строительство ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» мощностью 2х0,1 МВА	2024 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 1. Объединение энергорайонов.	отсутствует
7	Строительство ВЛ-6 кВ от ДЭС с. Горное до новой ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» протяженностью порядка 6 км	2024 г.		отсутствует
8	Строительство ПС-35 кВ «Горное» с установкой трансформаторов напряжением 35/6 кВ мощностью 2х4,0 МВ*А и перезоудом на нее линий 6 кВ с ДЭС с. Горное	2030 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 2. Присоединение рекомендуется в соответствии с концепцией достижения углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента в связи с прогнозируемым дефицитом располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
9	Строительство ВЛ-35 кВ от ПС-35 «Горное» до ПС-35 кВ «Горячий Ключ» ориентировочной протяженностью порядка 20 км	2030 г.		отсутствует
о. Кунашир				
1	Строительство ВЛ 35 кВ от новой станции до ПС 35 кВ Южно-Курильская с отпайкой на ПС 35 кВ Лагунное ⁶⁶ протяженностью порядка 16 км	2024 г.*	Выдача мощности новой станции, обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме	отсутствует
2	Строительство ПС 35 кВ Лагунное с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 1х4 МВА	2024 г.*		отсутствует
3	Реконструкция ПС 35 кВ Южно-Курильская с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		отсутствует
4	строительство ВЛ 35 кВ от существующей РП-5 Менделеево до новой ПС 35 кВ Головинно протяженностью порядка 44 км	2030 г.	Присоединение энергорайона «Головинно» к «Южно-Курильскому энергорайону» рекомендуется в соответствии с концепцией достижения углеродной нейтральности Сахалинской области в рамках законопроекта о проведении на Сахалине углеродного эксперимента в	отсутствует
5	Строительство ПС 35 кВ Головинно с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 1х2,5 МВА	2030 г.		отсутствует

⁶⁶ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС «Лагунное» необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Шикотан				
1	Строительство ВЛ 35 кВ от РУ новой станции до с. Крабовоздовское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новой станции, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовоздовское»	Отсутствует.
2	Строительство ВЛ 35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское	III квартал 2024 г.		Отсутствует.
3	Строительство ПС 35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2х16 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.
4	Строительство ПС 35/6 кВ с. Крабовоздовское с установкой трансформаторов мощностью 2х10 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.

Приложение 3.2. Перечень планируемых к строительству (модернизации) генерирующих и электросетевых объектов на период до 2035 г. в рамках оптимистического варианта развития, без учета максимального роста нагрузки и объединения энергорайонов

Таблица ПЗ.2.1.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определенным финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
Строительство объектов генерации в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определенным финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано				
о. Итуруп				
Объекты генерации				
1	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_6IR_SE5)
о. Кунашир				
Объекты генерации				

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
I	<p>Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт (проектирование по данному титулу)</p>	<p>IV квартал 2023 г.</p>	<p>1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, нет возможности расширения площади станции, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местными жителями обращались с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
			отдельных субъектах Российской Федерации»)	
2	Строительство ветровой электростанции 5 МВт (проектирование по данному титулу)	IV квартал 2023 г.	<p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
3	Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторный установок на ДЭС «Южно-Курильская»	2022-2023 гг.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва до 2023 г.	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта L_1.1.ДГУ.)

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Шикотан				
1	Ввод в эксплуатации ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	Объект на текущий момент находится в режиме пуско-наладки	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_ISHK_DGS)

Таблица ПЗ.2.2.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, без обеспечения финансированием на период до 2035 года

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 11±10 % МВт	III квартал 2025 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении</p>	отсутствует

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
2	Вывод из эксплуатации существующих МГЭС-1 и МГЭС-2 и строительство новых МГЭС мощностью 1,9 МВт	III квартал 2025 г.	Наличие гидроэнергетического потенциала; невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водоподводящих каналов на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов	отсутствует
3	Строительство ветровой электростанции 3 МВт	II квартал 2025 г.	<p>1) В разделе 2.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	отсутствует

о. Итуруп

Объекты генерации

1	Строительство «Океанская ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках экспереимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и проектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
2	Перевод существующих ДЭС с.Китовое и с. Рейдово на СПГ с увеличением мощности на 1,1 МВт	III квартал 2024 г.		отсутствует
3	Увеличение мощности ДЭС «Синтегра» на 1,216 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
4	Увеличение мощности ДЭС «Горячий ключ» на 0,49 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
5	Увеличение мощности ДЭС «Горное-1,2» на 0,63 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
о. Кунашир				
Объекты генерации				
1	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.*	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9. 3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)	В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.
2	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт	IV квартал 2023 г.	1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность	В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу:
3	Строительство ветровой электростанции 5 МВт	IV квартал 2023 г.		

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
			<p>установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
4	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоТЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	В настоящий момент функционирует 1 скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной	отсутствует
5	Увеличение располагаемой мощности ВДЭС «Головинно» на 1,675 МВт	2030 г.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва	отсутствует
о. Шикотан				
1	Вывод из эксплуатации существующих ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабовоздское	III квартал 2024 г.	1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;	
2	Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 20±10 % МВт	III квартал 2024 г.	2) Выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком	Отсутствует.

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
3	Строительство ветровой электростанции 6 МВт	IV квартал 2025 г.	<p>15.08.2019 № 7456п-П19.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p> <p>В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p>	Отсутствует.

Таблица ПЗ.2.3.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано	о. Парамушир		
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и	о. Итуруп		

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
	иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			
о. Кунашир				
1.	РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВА на 6,3 МВА	2023 г.	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)
о. Шикотан				
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			

Таблица ПЗ.2.4.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ без обеспечения финансирования на период до 2035 года

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше не запланировано			
о. Итуруп				
1	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и проектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективой ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
2	Строительство ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» мощностью 2х0,1 МВА	2024 г.	Присоединение энергорайонов «Горное» и «Буревестник» к общей сети. Этап 1. Объединение энергорайонов.	отсутствует
3	Строительство ВЛ-6 кВ от ДЭС с. Горное до новой ТП-6/0,4 кВ «Буревестник» протяженностью порядка 6 км	2024 г.		отсутствует
о. Кунашир				

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	Строительство ВЛ 35 кВ от новой станции до ПС 35 кВ Южно-Курильская с отпайкой на ПС 35 кВ Лагунное ⁶⁷ протяженностью порядка 16 км	2024 г.*	Выдача мощности новой станции, обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме	отсутствует
2	Строительство ПС 35 кВ Лагунное с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 1x4 МВА	2024 г.*		
3	Реконструкция ПС 35 кВ Южно-Курильская с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		
о. Шикотан				
1	Строительство ВЛ 35 кВ от РУ новой станции до с. Крабовоздское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новой станции, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовоздское»	Отсутствует.
2	Строительство ВЛ 35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское	III квартал 2024 г.		
3	Строительство ПС 35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2x16 МВ*А	III квартал 2024 г.		
4	Строительство ПС 35/6 кВ с. Крабовоздское с установкой трансформаторов мощностью 2x10 МВ*А	III квартал 2024 г.		

Приложение 3.3. Перечень планируемых к строительству (модернизации) генерирующих и электросетевых объектов на период до 2035 г. в рамках консервативного варианта развития

Таблица ПЗ.3.1.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
Строительство объектов генерации в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано				
о. Итуруп				

⁶⁷ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС «Лагунное» необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	Ввод в работу СЭС мощностью 0,25 МВт	IV квартал 2021 г.	<p>Объекты генерации</p> <p>В настоящее время находится на завершающей стадии строительства, ввод в эксплуатацию ожидается в IV квартале 2021 г.</p>	<p>Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта K_6IR_SE5)</p>
о. Кунашир				
Объекты генерации				
1	<p>Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт (проектирование по данному титулу)</p>	IV квартал 2023 г.	<p>1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, <u>нет возможности расширения площади станции</u>, следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обращались с жалобами</p> <p>2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
			<p>В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	
2	<p>Строительство ветровой электростанции 4 МВт (проектирование по данному титулу)</p>	<p>IV квартал 2023 г.</p>	<p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности. 2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
3	<p>Дополнительная установка 2-х ед. дизель-генераторный установок на ДЭС «Южно-Курильская»</p>	<p>2022-2023 гг.</p>	<p>Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва до 2023 г.</p>	<p>Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта L_1.1.ДГУ.)</p>

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Шикотан				
1	Ввод в эксплуатации ДЭС 8 МВт на территории энергорайона «Курильский Рыбак»	2021 г.	Объект на текущий момент находится в режиме пуско-наладки	Мероприятие входит в инвестиционную программу ООО «ДальЭнергоИнвест» (идентификатор проекта I_SHNK_DGS)

Таблица ПЗ.3.2.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов генерации, без обеспечения финансированием на период до 2035 года

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Перевод ДЭС г. Северо-Курильска на СПГ с увеличением мощности до 7±10 % МВт	III квартал 2025 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении</p>	отсутствует

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
2	Вывод из эксплуатации существующих МГЭС-1 и МГЭС-2 и строительство новых МГЭС мощностью 1,9 МВт	III квартал 2025 г.	Наличие гидроэнергетического потенциала; невозможность работы существующих Мини ГЭС с установленной мощностью по причине неисправности водопроводящих каналов на различных участках, приводящих к потерям напора и расхода, а также недостатков в организации эксплуатации накопителей водных ресурсов и водоводов	отсутствует
3	Строительство ветровой электростанции 2 МВт	II квартал 2025 г.	<p>1) В разделе 2.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	отсутствует

о. Итуруп
Объекты генерации

1	Строительство «Океанская ГеоТЭС-2» мощностью 5 МВт	III квартал 2024 г.	<p>1) Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и предпроектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
2	Перевод существующих ДЭС с. Китовое и с. Рейдово на СПГ без увеличения мощности	III квартал 2024 г.		отсутствует
3	Увеличение мощности ДЭС «Синтегра» на 0,56 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
4	Увеличение мощности ДЭС «Горячий ключ» на 0,8 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует

№п/п	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
5	Увеличение располагаемой мощности ДЭС «Буревестник» на 0,17 МВт	2030 г.	Дефицит располагаемой мощности в период 2022 - 2035 г.г.	отсутствует
о. Кунашир				
Объекты генерации				
1	Консервация существующей ДЭС «Южно-Курильская»	2024 г.*	1) Здание ДЭС «Южно-Курильская» находится в центре жилой застройки (расстояние до ближайшего дома менее 50 м), следовательно, <u>нет возможности расширения площади станций</u> , следовательно, нет возможности увеличения мощности станции, а также близость станции создает шум, в связи с которым местные жители обратились с жалобами 2) Дефицит располагаемой мощности в период 2022-2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности; 3) выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П19. 4) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению	В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива суммарной мощностью 10 МВт и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.1ЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.
2	Строительство новой двухтопливной электростанции с возможностью когенерации мощностью 16±10% МВт	IV квартал 2023 г.		

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
3	Строительство ветровой электростанции 4 МВт	IV квартал 2023 г.	<p>1) В разделе 4.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	<p>В инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» входит мероприятие по титулу: «Проектирование по титулу: Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о. Кунашир» (идентификатор проекта L_5.1.2ВЭС) с планируемым сроком завершения в 2021 г., в настоящий момент проектирование находится на завершающей стадии.</p>
4	Доведение рабочей мощности «Менделеевской ГеоГЭС» до установленной	II квартал 2024 г.	<p>В настоящий момент функционирует 1 скважина из 5, предусмотренных проектом, рабочая мощность значительно ниже установленной</p>	отсутствует
5	Увеличение располагаемой мощности ВДЭС «Головинно» на 0,6 МВт	2030 г.	Устранение дефицита располагаемой мощности с учетом нормативного резерва	отсутствует
1	Выход из эксплуатации существующих ДЭС	III квартал 2024 г.	о. Шикотан 1) Дефицит располагаемой	Отсутствует.

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
2	<p>с. Малокурильское и ДЭС с. Крабовоздовское</p> <p>Строительство новой двухтопливной электростанции мощностью 8±10 % МВт</p>	<p>III квартал 2024 г.</p>	<p>мощности в период 2022 - 2035 г.г., несоблюдение нормативного резерва мощности;</p> <p>2) Выполнение «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденным Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9.</p> <p>3) Газификация генерирующих объектов, предусмотренная «Климатической программой Сахалинской области на период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	
3	<p>Строительство ветровой электростанции 2 МВт</p>	<p>IV квартал 2025 г.</p>	<p>1) В разделе 5.2.4 представлен расчет приведенных затрат для различных мощностей ВЭС, который подтверждает эффективность установки ВЭС указанной мощности.</p> <p>2) Внедрение возобновляемых источников энергии, предусмотренное «Климатической программой Сахалинской области на</p>	<p>Отсутствует.</p>

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
			<p>период до 2025 года», утвержденной губернатором Сахалинской области В. И. Лимаренко 23 ноября 2021 г., разработанной в рамках эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов (Федеральный закон от 6 марта 2022 г. N 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»)</p>	

Таблица ПЗ.3.3.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ выполняемых в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
		о. Парамушир		
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			
		о. Итуруп		
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			
		о. Кунашир		
1	РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВА на 6,3 МВА	2023 г	Увеличение прогнозируемой нагрузки энергорайона	Мероприятие входит в инвестиционную программу АО «Мобильные ГТЭС» (идентификатор проекта М_2.2.1.)
		о. Шикотан		
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих организаций и иных программ с определённым финансированием на период 2022 – 2026 годы не запланировано			

Таблица ПЗ.3.4.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ без обеспечения финансирования на период до 2035 года

№пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
о. Парамушир				
1	Строительство объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше не запланировано			
о. Итуруп				
1	Реконструкция существующей КЛ-35 кВ от «Океанской ГеоТЭС-2» до существующей ПС «Курильск» - 35/6 кВ протяженностью порядка 21 км с переводом ряда участков линии в воздушное исполнение	2025 г.	Для обеспечения присоединения «Океанской ГеоТЭС-2»	Отсутствует, но в настоящий момент ведется разработка ТЭО и проектной документации по проекту «Строительство геотермальной электростанции «Океанская-2» установленной мощностью 5 МВт и перспективной ее увеличения до 15 МВт на о-ве Итуруп».
о. Кунашир				
1	Строительство ВЛ 35 кВ от новой станции до ПС 35 кВ Южно-Курильская с отпайкой на ПС 35 кВ Лагунное ⁶⁸ протяженностью порядка 16 км	2024 г.*	Выдача мощности новой станции, обеспечение надежного электроснабжения п.г.т. Южно-Курильск, обеспечение возможности электроснабжения п. Лагунное в полном объеме	отсутствует
2	Строительство ПС 35 кВ Лагунное с установкой трансформаторов напряжение 35/6 кВ мощностью 1х4 МВА	2024 г.*		отсутствует
3	Реконструкция ПС 35 кВ Южно-Курильская с установкой 2-х выключателей 35 кВ	2024 г.*		отсутствует
о. Шикотан				

⁶⁸ При получении информации от собственника о планах по выводу из эксплуатации ДЭС «Лагунное» необходимо скорректировать данное мероприятие в соответствии с информацией, приведенной в разделе 4.2.5.

№ пп	Мероприятие	Срок реализации	Краткое обоснование	Наличие источника финансирования
1	Строительство ВЛ 35 кВ от РУ новой станции до с. Малокурильское ориентировочной протяженностью 5,7 км	III квартал 2024 г.	Выдача мощности новой станции, объединение энергорайонов «Малокурильское» и «Крабовоздское»	Отсутствует.
2	Строительство ПС 35/6 кВ с. Малокурильское с установкой трансформаторов мощностью 2х16 МВ*А	III квартал 2024 г.		Отсутствует.
3	Строительство заходов существующей ВЛ-10 кВ, соединяющей сетей с. Крабовоздское и с. Малокурильское, на РУ-10 кВ новой станции	III квартал 2024 г.		Отсутствует.