

ГЛАВА
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)



САХА ӨРӨСПҮҮБҮЛҮКЭТИН
ИЛ ДАРХАНА

УКАЗ

ЫЙААХ

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики
Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетики Республики Саха (Якутия) в долгосрочной перспективе **п о с т а н о в л я ю**:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018 - 2022 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее - Схема и Программа).

2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 19 мая 2017 г. № 1908 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2017 - 2021 годы».

3. Определить координатором Схемы и Программы Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия).

4. Министерству жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) (Саввинов Д.С.) обеспечить включение мероприятий Программы в инвестиционные программы предприятий электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

5. Контроль исполнения настоящего Указа возложить на Председателя Правительства Республики Саха (Якутия) Чекина Е.А.

6. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава
Республики Саха (Якутия)



Е.БОРИСОВ

23 апреля 2018 года

№ 2515



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы
Республики Саха (Якутия)
от 23 апреля 2018 г. № 2515

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2018-2022 ГОДЫ

ВВЕДЕНИЕ

Целью схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) является:

- создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Саха (Якутия);
- предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Саха (Якутия) наиболее эффективными способами с учетом максимальных и минимальных режимов работы, необходимого технологического резерва, основных технологических ограничений перетока электрической мощности;
- определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций для обеспечения:
 - баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;
 - выдачи мощности электрических станций;
 - предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности в Западном, Центральном и Южном энергорайонах энергосистемы Республики Саха (Якутия);
 - повышения пропускной способности электрических сетей в энергосистеме Республики Саха (Якутия);
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- координация работ федеральных и региональных органов исполнительной власти по реализации инфраструктурных проектов Республики Саха (Якутия).

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы выполнена с учетом требований «Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823), «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281) и «Методических указаний по устойчивости энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 277).

В работе учтены следующие основные принципы:

- схема основной электрической сети Республики Саха (Якутия) должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие в условиях роста нагрузки и развития электростанций;

- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) (принцип «N-1»);
- схема и параметры системообразующих и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора (принцип «N-1» для потребителей).

При разработке схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 гг. учитывались следующие документы:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг., утвержденная приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143;
- Инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний, одобренные в соответствии с правилами, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977.
- Документы территориального планирования Республики Саха (Якутия) и органов местного самоуправления и муниципальных районов, в том числе следующие документы:
 - Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2017-2021 годы, утвержденная Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 19.05.2017 № 1908;
 - Предложения АО «СО ЕЭС» по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, а также предложения сетевых организаций и исполнительных органов государственной власти Республики Саха (Якутия);
 - Методические рекомендации по обоснованию эффективности сооружения объектов сети ЕЭС и ОЭС в рыночных условиях» (Санкт-Петербург, 1998 г.);
 - «Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке проектов и бизнес-планов в электроэнергетике». Официальное издание, Москва, 1999 г.;
 - Стандарт организации «Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей. ОАО «ФСК ЕЭС», 2014г.;
 - Прогноз потребления электрической и тепловой энергии в 2016-2020 гг. по данным Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», а также крупных энергопотребляющих предприятий, осуществляющих свою производственную деятельность на территории Республики Саха (Якутия);
 - Доработанная редакция Методических рекомендаций по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, принятая за основу протоколом совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации

Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) Шишкина А.Н. от 09.11.2010 № АШ - 369пр.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1 Географическое положение и население Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) по территории является самым крупным субъектом Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Расстояние от Якутска до Москвы — 8468 км. В составе республики 445 муниципальных образований, в том числе 34 муниципальных района, 2 городских округа, 48 городских и 361 сельское поселение.

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40 % территории находится за Северным полярным кругом и практически вся территория - в зоне вечной мерзлоты. Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Климат суровый, резкоконтинентальный.

Республика богата водными ресурсами: здесь расположены свыше 800 тыс. озер и почти 700 тыс. рек общей протяженностью около 2 млн км. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов – Западного, Центрального и Южного. Южный и Западный энергорайоны имеют электрическую связь по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Олёкминск – НПС 15 № 1 (2) с отпайкой на ПС НПС-14, двум одноцепным ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 (2) с отпайкой на ПС НПС-16. Южный и Центральный энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя. Южный энергорайон обеспечивает энергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы, связан двумя линиями электропередачи 220 кВ с ОЭС Востока. Центральный энергорайон обеспечивает энергией центральный промышленный узел и группу центральных районов. Западный энергорайон объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных районов, а также имеет связь с Олекминским районом.

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 1 января 2017 г. составляла 962,8 тыс. чел., что превысило показатель 2012 г. на 0,75%. В последние годы наметилась тенденция к снижению рождаемости, продолжает снижаться смертность населения и увеличиваться продолжительность жизни населения.

В Якутии проживают представители более 120 национальностей. По данным Всероссийской переписи населения 2010 г. якуты составляют 49,9 %, русские – 37,8 %, украинцы – 2,2 %, эвенки – 2,2 %, эвены – 1,6 %, татары – 0,9 % от всего населения Республики Саха (Якутия).

Территория республики характеризуется малой заселенностью: средняя плотность населения на 01.01.2017 составила 0,31 чел./кв. км, что в 28,7 раз ниже,

чем в среднем по России и в 3,3 раза – чем по Дальневосточному федеральному округу.

Основная часть населения (65,4 %) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилюйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. Численность населения самого крупного г. Якутска составляет более 303 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики – свыше 190 тыс. чел.

Распределение населения республики по муниципальным районам приведено в таблице П.1.1 приложения 1.1 Перечень наиболее крупных населенных пунктов см. в таблице П.1.2 приложения 1.1

1.2 Экономика

Экономическое развитие Республики Саха (Якутия) на современном этапе 2012-2017 гг. характеризовалось умеренным, но стабильным ростом такого важнейшего показателя, как валовой региональный продукт (далее - ВРП). Объем ВРП за указанный период увеличился больше чем на две трети и составил 914,0 млрд руб. в текущих ценах, а в сопоставимых ценах 2012 г. – на 112,6 % (таблица 1.2.1, рис. 1.2.1). По уровню производства ВРП на душу населения в 2016 г. (836,2 тыс. руб.) республика занимала четвертое место по ДФО после Сахалинской, Магаданской областей и Чукотского автономного округа и девятое место в России.

Таблица 1.2.1 – Динамика валового регионального продукта

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	541,3	569,1	660,2	750,0	868,6	914,0
Темп роста ВРП, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	103,2	100,9	103,2	101,7	104,0	102,2
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2012 г., млрд руб.	541,3	546,2	563,6	573,2	596,2	609,3
Темп роста ВРП, % к 2012 г., в сопоставимых ценах	100,0	100,9	104,1	105,9	110,1	112,6

Источник: Форма 2п Министерства экономики РС(Я)

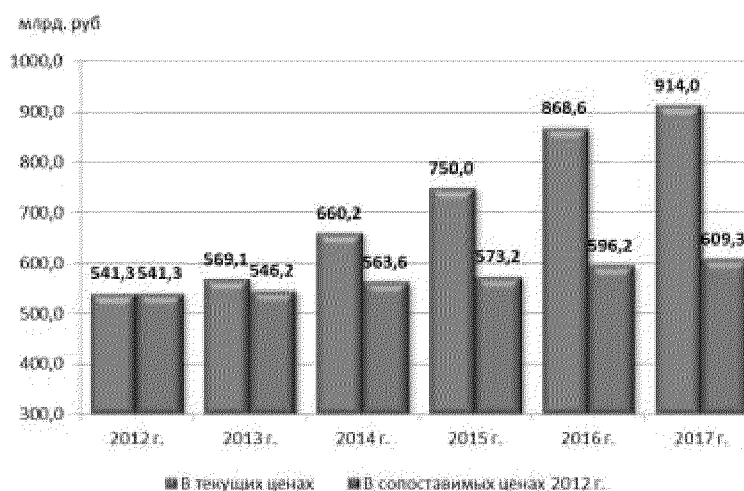


Рис. 1.2.1 – Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах, млрд руб.¹

¹ Форма 2п Министерства экономики РС(Я)

В структуре валового регионального продукта наибольшую долю в 2016 г. занимает добыча полезных ископаемых – 46,7%. По сравнению с 2012 годом её доля выросла на 3,9 п.п., что связано с ростом производства в традиционных отраслях: в золотодобыче, в алмазной и угольной промышленности, а также в развивающейся новой нефтегазовой промышленности. Транспорту и связи приходится 9,6%, строительству – 9%. Обрабатывающие производства и сельское хозяйство пока занимают небольшую долю в ВРП, всего 1,3 и 2,1% соответственно (рис. 1.2.2).

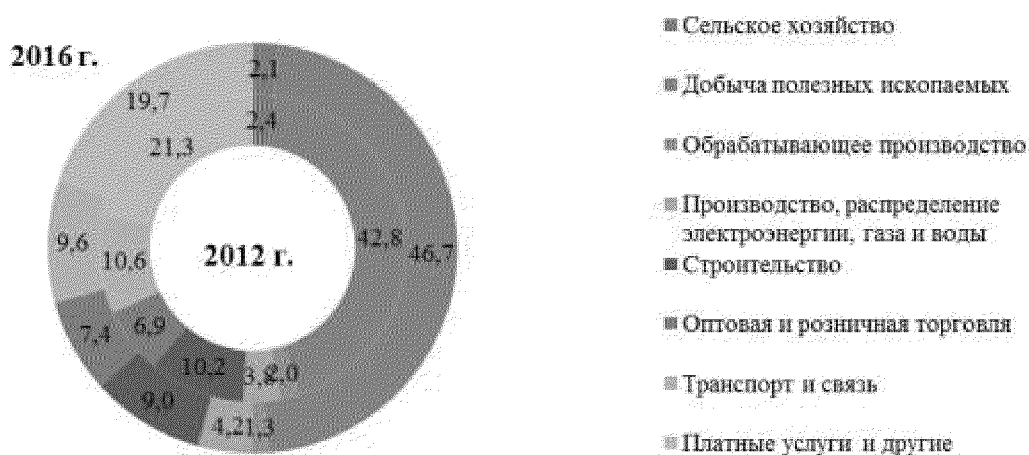


Рис. 1.2.2 – Структура валового регионального продукта по видам деятельности (в текущих основных ценах), %²

Промышленность

Промышленность является базовой отраслью в экономике республики. Её удельный вес в 2016 г. составил: в общей стоимости основных фондов – 59,4 %, в объеме инвестиций в основной капитал – 70,8 %, в численности занятых – 20 % и в объеме ВРП в 2015 г. – 54,0 % (табл. 1.2.2).

Таблица 1.2.2 – Роль промышленного производства в экономике Республики Саха (Якутия)

Показатель	Год								
	2012		2013		2014		2015		2016
	абс.	%	абс.	абс.	абс.	%	абс.	абс.	%
Валовая добавленная стоимость, млрд руб. в текущих ценах	263	54	276	330	405	54	н. д.	-	
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	841	70,4	955	1095	1280	72,8	1442	59,4	
Среднегодовая численность занятых в промышленном производстве, тыс. чел.	93,7	19,4	93,6	93,6	94,9	19,7	98,7	20	
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	99,5	48,5	92,6	91,1	102	51	194,8	70,8	

Источник: ДСП: Промышленное производство в РС (Я). 2017: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2017.

² Регионы России. Основные характеристики субъектов РФ. 2017: Стат. сб. / Росстат. – М., 2017. – 751 с.

Стоимость основных фондов в промышленности за 2012-2016 гг. увеличилась в 1,7 раза, инвестиции – в 1,96 раза, среднегодовая численность работников – на 5,3 %.

Объем промышленного производства в республике в 2016 г. составил 726,8 млрд руб. Индекс промышленного производства за последние пять лет ежегодно снижался и составил в 2016 г. 101,9 %, что на 7,1 % меньше чем в 2012 г.

Значительно росла рентабельность предприятий по добыче полезных ископаемых и к 2016 г. увеличилась на 17,2 процентных пункта в сравнении с 2012 г., составив 77 %. Нерентабельной остается сфера производства и распределения электроэнергии, газа и воды (таблица 1.2.3).

Таблица 1.2.3 – Основные показатели промышленности Республики Саха (Якутия)

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб.:	391,0	416,6	497,5	599,3	726,8
– добыча полезных ископаемых	317,1	338,7	407,1	501,4	620,7
– обрабатывающие производства	28,0	27,8	33,7	32,5	33,8
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	45,9	50,1	56,7	65,4	72,3
Индекс промышленного производства, % к предыдущему году	109,0	106,2	104,9	103,8	101,9
Рентабельность проданных товаров, %:					
– добыча полезных ископаемых	59,8	42,2	49,8	59,1	77,0
– обрабатывающие производства	1,7	0,1	3,2	2,5	1,6
– производство и распределение электроэнергии, газа и воды	-14,9	-16,0	-12,0	-12,7	-13,1

Источник: ДСП: Промышленное производство в РС(Я). 2017: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2017.

Наибольший вклад в промышленное производство вносит добыча полезных ископаемых (75,9 %), из них добыча топливно-энергетических полезных ископаемых (34,4 %) и добыча полезных ископаемых кроме топливно-энергетических (41,5 %) (рис.1.2.3).

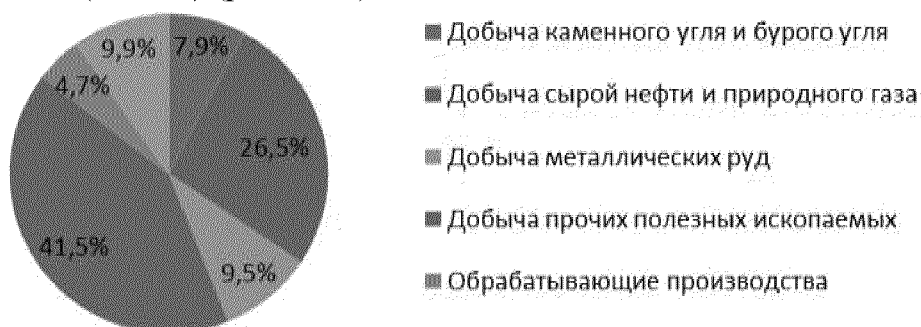


Рис. 1.2.3 – Структура производства промышленной продукции, состояние 2016 г³

³ ДСП: Промышленное производство в РС(Я). 2017: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2017.

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2016 г. объем добычи нефти составил 10,1 млн т, что на 6,9 % больше, чем в 2015 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» - 1,1 млн т и ОАО «Сургутнефтегаз» - 8,9 млн т.

Добыча угля в 2016 г. по сравнению с 2012 г. выросла на 39,1 % и составила 17,0 млн т. Рост произошел за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного комплекса.

Добыча природного газа в 2016 г. выросла по сравнению с 2012 г. на 1,3 % и составила 2,0 млрд куб. м. Кроме того в 2016 г. было добыто 117 тыс. т газового конденсата, что на 25,7 % больше по сравнению с 2012 г. (рис. 1.2.4).

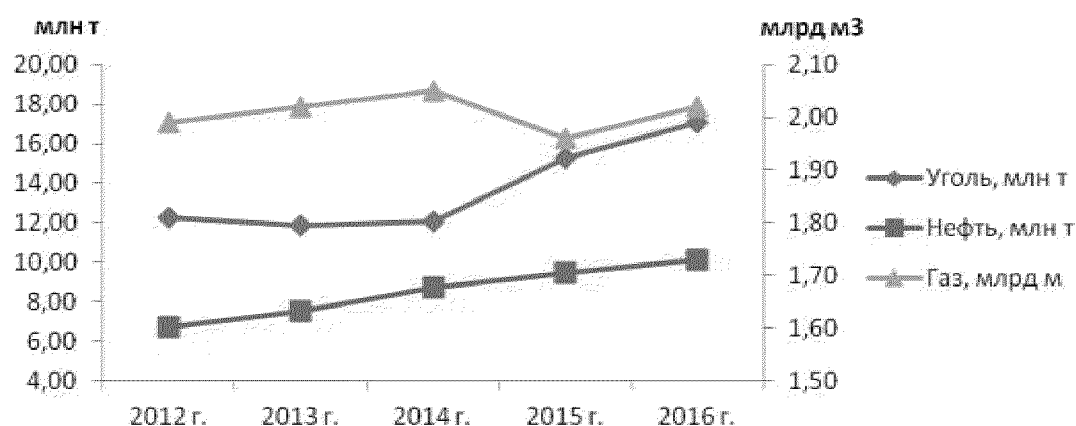


Рис. 1.2.4 – Динамика добычи энергоресурсов⁴

Транспорт

Транспортная система является важнейшей инфраструктурной отраслью для экономического развития республики. Однако плотность дорог в республике остаётся одной из самых низких в России: по автомобильным дорогам с плотным покрытием она составляет 3,8 км на 1000 км² территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 0,2 км на 1000 км² территории (в 25 раз ниже среднероссийского показателя). Общая протяжённость железных дорог в республике составляет 525 км и с 2000 г. остаётся на одном и том же уровне. Общая протяжённость автомобильных дорог в 2016 г. составила 44,7 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 11,8 тыс. км. За период 2012-2016 гг. протяжённость автомобильных дорог с твёрдым покрытием выросла на 1486 км.

Грузооборот всех видов транспорта в 2016 г. составил 8110 млн т-км и увеличился в сравнении с 2012 г. на 9 %, а среднегодовые темпы его роста за 5 лет составили 102,2 % и были близки к среднегодовому темпу роста ВРП за этот же период (около 102 %).

На автомобильный транспорт приходится 55,6 % в общем объеме грузоперевозок и 34,1 % грузооборота всеми видами транспорта, а также 98,2 % в общем объеме пассажироперевозок и 12,7 % пассажирооборота всеми видами

⁴ ДСП: Промышленное производство в РС(Я). 2017: Стат. сб. / Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Якутск, 2017.

транспорта общего пользования. В 2016 г. автомобильным транспортом перевезено 26,1 млн т. грузов и 96,2 млн пассажиров, грузооборот достиг 2765,3 млн. т-км, а пассажирооборот – 484 млн пасс-км.

Строительство

Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. В 2016 г. введено 2879 зданий общей площадью 879 тыс. м², из них жилых домов и общежитий 2714 зданий жилой площадью 778,9 тыс. м², что на 34,8 % больше показателя общей площади и на 82,0 % больше жилой площади в 2012 г. Всего в 2016 г. построено 9697 квартир со средней площадью 64,0 м². На 1000 жителей в среднем по республике введено 644,1 м² общей площади. Уровень обеспеченности населения жильем увеличился с 20,7 м² на человека в 2012 г. до 21,7 м² на человека в 2016 г.

Общий жилищный фонд на конец 2016 г. составил 20887,4 тыс. м², из них городской фонд занимает 63,9 %. На долю деревянного жилищного фонда приходится 56,8 %.

Удельный вес ветхого и аварийного жилья по состоянию на 2016 г. составлял 16,5 % от общего фонда жилья, что на 3 % выше показателя 2012 г. На долю аварийного жилищного фонда приходилось 6,1 % общей площади жилья, ветхого жилищного фонда – 10,4 %.

Среди объектов социальной инфраструктуры в приоритетном порядке строятся школы (в 2016 г. введены в строй 10 школ), детские сады (12), объекты культуры (13), объекты здравоохранения (7) и др.

Сфера обслуживания

Республика Саха (Якутия) по объему платных услуг населению среди субъектов Дальневосточного федерального округа занимает 3 место с долей 15-16% после Приморского и Хабаровского краев.

Объем платных услуг в республике в 2016 г. составил 76,8 млрд руб. в текущих ценах, что в 1,4 раза выше аналогичного показателя в 2012 г. Однако столь высокий рост объема услуг связан не с количеством, а, в основном, с ростом их стоимости. В сопоставимых ценах они в 2016 г. оказались ниже уровня 2012 г. (таблица 1.2.4). Сохраняется значительная дифференциация объема платных услуг населению по районам республики.

Объем бытовых услуг в республике составлял в 2016 г. 10,2 % от общего объема платных услуг населению.

Таблица 1.2.4 – Динамика объема платных услуг

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	55,1	62,2	67,7	70,8	76,8
Индекс роста физического объема платных услуг населению, %	103,1	100,8	100,1	96,1	102,6
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2012 г., млрд руб.	55,1	55,5	55,6	53,4	54,8

Источник: Статистический ежегодник Республики Саха (Якутия): Стат. сб./Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). – Я., 2017. – 704 с.

В структуре расходов населения на оплату услуг в 2016 г., как и в предыдущие годы, первые четыре места занимали такие услуги, как жилищно-коммунальные, транспортные, услуги связи и бытовые услуги. Доля данных услуг составляет более 74 % в структуре расходов населения на оплату услуг (рис. 1.2.5).



Рис. 1.2.5 – Отраслевая структура платных услуг населению в 2012 г. и 2016 г., %⁵

1.3 Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

Территория арктических и северных районов Республики Саха (Якутия) - 1608,8 тыс. км², что составляет 52,2% территории республики. К арктическим и северным районам Республики Саха (Якутия) относятся 13 муниципальных районов: Абыйский, Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский, Эвено-Быгантайский районы. Из них 5 районов (Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский) входят в состав сухопутных территорий арктической зоны России.

Численность населения арктических и северных районов республики в 2016 г. составила 68,6 тыс. чел. (7,2% населения республики). Ежегодно уменьшается миграционная убыль: за 2016 год сократилась на 32,5% и составила 534 человека. Плотность населения - 0,04 человека на 1 км². Для сравнения: в целом по республике - 0,31, по РФ - 8,5 человека на км².

Земли лесного фонда арктических и северных районов составляют 114,9 млн га, из них более 50 % - резервные фонды. Запас древесины оценивается в 1181,1 млн м³.

За последние годы наметился ряд позитивных тенденций социально-экономического развития: сокращение безработицы, снижение уровня бедности, рост среднемесячной номинальной заработной платы, рост рождаемости и ожидаемой продолжительности жизни (таблица 1.3.1). Тем не менее, сохраняются

⁵ Данные статистики ТОГС по РС(Я)

проблемы оттока населения в трудоспособном возрасте, низкого уровня здоровья и качества жизни населения, несоответствия социальной инфраструктуры современным требованиям.

Таблица 1.3.1 – Основные социально-экономические показатели арктической зоны Республики Саха (Якутия)

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Численность населения на конец года, тыс. человек	71,2	69,4	68,9	68,9	68,6
Естественный прирост, убыль (-) населения на 1000 человек населения	7	6,5	9,5	6,9	6,2
Миграционный прирост, убыль (-) населения на 1000 человек населения	-29,3	-31,8	-17,2	-10,2	-7,2
Уровень общей безработицы на начало года, %	10,6	9,1	8,5	8,7	7,7
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	31,7	39,9	45,6	52,0	55,2
Доля в общем объеме введенных в действие жилых домов, %	4,1	4,7	4,3	3,2	3,1
Общая площадь жилых помещений, приходящая в среднем на одного жителя, м ²	21,2	23,3	23,0	22,8	22,9

Источник: Данные статистики ТОГС по РС(Я)

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2012-2016 ГОДЫ (с учетом оценок 2017 года)

2.1 Общая характеристика энергосистемы республики

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения.

Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех энергорайонов – Западного, Центрального и Южно-Якутского. Централизованным электроснабжением охвачено 36% территории республики, где проживает 85% населения.

Западный энергорайон (установленная мощность на 01.01.2018 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» и ПАО «Транснефть» составляет 984,205 МВт) объединяет Айхало-Удачный, Мирнинский, Ленский промышленные узлы, группу вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов) и Олекминский район. Основным источником электроснабжения потребителей Западного энергорайона является Каскад Вилюйских ГЭС-1,2 установленной мощностью 680 МВт. Светлинская ГЭС (ОАО «Вилюйская ГЭС-3») установленной мощностью 277,5 МВт введена в эксплуатацию в 2008 г. В настоящее время на ГЭС установлено три из четырех предусмотренных проектом гидроагрегатов. Ввод 4-ого гидроагрегата откладывается в связи с отсутствием спроса на электрическую энергию. Проектная мощность станции составляет 360 МВт.

Западный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14. В настоящее время Западный энергорайон работает изолированно.

Кроме того, на территории Западного энергорайона изолированно функционируют электростанции ОАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС, ГПЭС и ДЭС) суммарной установленной мощностью 176,8 МВт. Талаканская ГТЭС, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, в 2016 г. осуществляла электроснабжение объекта нефтепровода ВСТО (НПС-10) по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. По имеющимся инвестиционным программам сетевых организаций и ОАО «Сургутнефтегаз» и «Схеме и программе развития электроэнергетики Российской Федерации на 2017-2023 годы» присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС не планируется.

В 2016 г. введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ (в габ.220) Пеледуй – Полюс, предназначенная для передачи электрической энергии и мощности золотодобывающим предприятиям Бодайбинского района Иркутской области от сетей Западного энергорайона республики. Согласно действующей заявке на присоединение, поданной ЗАО «Витимэнерго», предусматривается передача до 51 МВт электрической мощности.

В 2017 году для электроснабжения объектов ВСТО введены ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 с ПС 220 кВ НПС-9 и ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 с ПС 220 кВ НПС-8.

Центральный энергорайон (установленная мощность на 01.01.2018 с учетом резервных электростанций составляет 653,74 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том числе заречных. Они связаны с левобережьем построенной через р. Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ. Центральный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя. В настоящее время Центральный энергорайон работает изолированно. Основными источниками электроснабжения потребителей энергорайона является Якутская ГРЭС установленной мощностью 368 МВт и введенная в 2017 году Якутская ГРЭС Новая установленной мощностью 193,48 МВт.

Южно-Якутский энергорайон (установленная мощность на 01.01.2018 составляет 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источников электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19. Также на территории энергорайона электроснабжение п. Хани осуществляется от сетей ОЭС Сибири по ВЛ 220 кВ Хани – Юктали с отпайкой на ПС Олёкма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2.

Зона децентрализованного электроснабжения включает в себя обширную территорию республики с большим количеством автономных электростанций, которые снабжают отдельные поселки и горнодобывающие предприятия. Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64%) с 15%

проживающего в республике населения. Основная часть мощности автономных электростанций (около 200 МВт) расположена на территории так называемого Северного энергорайона.

Кроме того, электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса п. Черский и ряда населенных пунктов Оймяконского улуса, крупнейшим из которых является п. Усть-Нера в восточной части республики, осуществляется от Чукотской и Магаданской энергосистем соответственно.

Электроснабжение поселка Черский Нижнеколымского улуса Республики Саха (Якутия) осуществляется по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский от Чаун-Билибинского энергорайона.

Электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского улуса (в том числе и месторождения «Дражное») осуществляется по ВЛ 220 кВ Аркагагинская ГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ Аркагагинская ГРЭС – Нера с отпайками от Магаданской энергосистемы.

Среднегодовое потребление электроэнергии п. Черский составляет 15–16 млн кВт·ч, Оймяконского улуса, в том числе п. Усть-Нера – 130–140 млн кВт·ч.

Энергосбытовую деятельность на территории Республики Саха (Якутия) ведет обособленное подразделение ПАО «Якутскэнерго» - «Энергосбыт».

2.1.1. Характеристика генерирующих компаний

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АК «АЛРОСА» (ПАО) (включая АО «Виллойская ГЭС-3»), ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на 01.01.2017 составляла 2506,7 МВт. По итогам 2016 г. они обеспечивают более 95,7% общей выработки электроэнергии и свыше 45% тепловой энергии в республике.

Кроме этого, на территории республики расположено довольно большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих АО «Алмазы Анабара» (33,9 МВт), ООО «Бурение» (47,5 МВт), ООО «Газпром Бурение» (15 МВт), ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» (20 МВт), ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (16,2 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт) и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность оценивается более 400 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики, кроме ПАО «Якутскэнерго» и АО «Сахаэнерго», являются АК «АЛРОСА» (ПАО), ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания», ПАО «Магаданэнерго», ООО «Районные электрические сети», ОАО «Оборонэнергосбыт»⁶.

В 2016 г. суммарная установленная тепловая мощность электростанций в республике составляла 2185,5 Гкал/ч, котельных крупных энергокомпаний – 5527,7 Гкал/ч.

⁶ Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 г. N 279 (ред. от 06.06.2013) «О гарантирующих поставщиках на территории Республики Саха (Якутия) и границах зон их деятельности» (Зарегистрировано в Департаменте по государственно-правовым вопросам и взаимодействию с федеральными органами РФ Администрации Президента и Правительства РС(Я) 20.11.2007 г. N RU140212008099)

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является основной электроснабжающей организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех энергорайонах: Центральном, Западном, Южно-Якутском.

В Центральном и Западном энергорайонах функционируют производственные филиалы компании, осуществляющие генерацию и распределение электрической энергии, а также энергосбытовое отделение централизованного Энергосбыта. В Южно-Якутском энергорайоне компания осуществляет только энергосбытовую деятельность.

В ПАО «Якутскэнерго», кроме генерирующих источников (Каскада Вилюйских ГЭС-1, 2, Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ), входят 2 предприятия электрических сетей (Центральные и Западные), в составе которых эксплуатируется 15 резервных электростанций, суммарная мощность которых в 2016 г. составляла 108,2 МВт (таблица 2.1.1). Кроме того, с 2017 г. в оперативном управлении ПАО «Якутскэнерго» находится Якутская ГРЭС Новая, собственником которого является ПАО «РусГидро».

Установленная электрическая мощность электростанций компании на 01.01.2018 с учетом Якутская ГРЭС Новая составляет 1360,4 МВт. Установленная тепловая мощность Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ составляет 1045 Гкал/ч, Якутская ГРЭС Новая – 469 Гкал/ч (с учетом ПВК). Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго» являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.) (см. приложение 2.1).

Таблица 2.1.1 – Установленная мощность электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.12.2016)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Каскад Вилюйских ГЭС-1-2	680	-
Якутская ГРЭС	368	548
Якутская ГРЭС Новая (ПАО «РусГидро»)	193,48	469
Якутская ТЭЦ	12	497
Западные электрические сети	26,705	32,0*
Центральные электрические сети	80,26	11,0*
Котельные	-	70,7
Всего	1360,445	1627,7

Примечание – * с учетом котельных

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным ПАО «Якутскэнерго» за 2016 г.

(2) АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «Дальневосточная генерирующая компания» функционирует в Южно-Якутском энергорайоне республики и обеспечивает электрической энергией потребителей Нерюнгринского и Алданского районов, значительная ее часть передается в Амурскую область.

В состав филиала входят две электростанции (Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ) и Нерюнгринская водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 618 МВт; тепловая – 1364 Гкал/час (таблица 2.1.2, см. приложение 2.2).

Таблица 2.1.2 – Установленная мощность электростанций и котельных филиала АО «ДГК»

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220*
Чульманская ТЭЦ	48	144
Всего	618	1364

Примечание – * включая Нерюнгринскую водогрейную котельную

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным АО «ДГК» за 2016 г.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие АО ХК «Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г.Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит на электростанции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/ч.

Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающие предприятия Алданского района, тепловой энергией – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.

Нерюнгринская городская водогрейная котельная (установленная тепловая мощность 400 Гкал/ч) предназначена для покрытия пиковых тепловых нагрузок г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит, а также для поддержания температурного графика в тепловых сетях г. Нерюнгри.

(3) АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся 100% дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго», обеспечивает электрической и тепловой энергией самые труднодоступные и отдаленные населенные пункты – 17 улусов, занимающих большую часть (2/3) территории республики с населением около 130 тыс. человек, кроме того, собственный производственный центр в г.Якутск. Из 17 улусов этой зоны 14 условно относятся к Северному энергорайону, где расположено основное количество ДЭС.

На конец 2016 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 162 электростанции, из которых 136 дизельных, 3 газопоршневых, 4 газотурбинных. Кроме того, в ведении компании находятся мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт), 1 ветровая (ВЭС) в п. Быков Мыс (40 кВт) Булунского улуса и 17 солнечных (СЭС) электростанций. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов АО «Сахаэнерго» в 2016 г. составляла 198,9 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 1514 кВт (таблица 2.1.3). Более 82% мощности (163,7 МВт) электростанций АО "Сахаэнерго" эксплуатируется в северных и арктических районах республики.

Таблица 2.1.3 – Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго»»

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	189,9	33,8*
ВИЭ	1,5	-
мини-ТЭЦ	7,5	68,9
Котельные	-	7,54
Всего	198,9	110,2

Примечание – * теплоутилизационные установки

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП и отчетным данным АО «Сахаэнерго» за 2016 г.

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2016 г. составляла 110,2 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 68,9 Гкал/ч. Компании принадлежат четыре котельные суммарной тепловой мощностью 7,54 Гкал/ч, расположенные в г. Олекминске, п. Депутатский, уч. Куйдусун, с. Ситта. Кроме того, производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций, их суммарная мощность оценивается в 33,8 Гкал/ч (приложение 2.3). В связи с тем, что источники тепловой и электрической энергии компании расположены в небольших населенных пунктах, где отсутствуют промышленные потребители, и, соответственно, имеют небольшую установленную мощность, основными потребителями тепловой энергии являются население и коммунально-бытовой сектор.

АК «АЛРОСА» (ПАО)

На территории Западного энергорайона функционируют энергетические предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО). Дочерней компанией АК «АЛРОСА» является АО «Виллюйская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям Западного энергорайона. Установленная мощность Светлинской ГЭС составляет 277,5 МВт.

Кроме того, в Западном энергорайоне функционируют и другие энергопредприятия, принадлежащие АК «АЛРОСА» (ПАО): ДЭС в п. Накын (Нюрбинский ГОК), ДЭС в пп. Айхал, Удачный, Верхняя Муна, ДЭС аэропорта пос. Саскылах, ДЭС в с. Моркока Мирнинского управления автомобильных дорог, ДЭС в п.Орто-Нахара ПУ «Алмаздортранс» и др. Суммарная мощность автономных электростанций компании оценивается в 30 МВт.

Потребность в тепловой энергии на объектах АК «АЛРОСА» (ПАО) обеспечивается собственными источниками тепловой энергии установленной мощностью 283,9 Гкал/ч (см. приложение 2.4). Снижение установленной тепловой мощности АК «АЛРОСА» (ПАО) связано с выводом из состава Компании структурного подразделения – Предприятия тепловодоснабжения (ПТВС) в самостоятельное юридическое лицо – ООО «ПТВС». Установленная тепловая мощность ООО «ПТВС» в 2016 г. составила 910,0 Гкал/ч (см. приложение 2.5).

(4) ОАО «Сургутнефтегаз»

Компания ОАО «Сургутнефтегаз» занимается добычей нефти и газа на Талаканском НГКМ в юго-западной части Республики Саха (Якутия). Для обеспечения потребностей нефтедобычи на месторождении, а также НПС-10

нефтепроводной системы ВСТО, функционирует Талаканская ГТЭС установленной мощностью 135 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Сургутнефтегаз» составляет 176,8 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в г. Мирный, г. Олекминск и с. Сунтары)⁷.

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и 14 котельными суммарной мощностью 78,9 Гкал/ч (см. приложение 2.6).

2.1.2 Характеристика электросетевых компаний

Существующая схема электроснабжения потребителей республики электросетевыми компаниями представлена на рисунке 2.1.1.

Общая протяженность линий электропередачи всех уровней напряжения – более 30 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 22184,7 км, АО «Сахаэнерго» – 2202,3 км, АО «ДРСК» – 1774,5 км, ОАО «Сургутнефтегаз» – 282,6 км, АО «ДВЭУК» – 1815,6 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 2201 км.



Рисунок 2.1.1 – Схема электроснабжения потребителей основной республики Саха (Якутия) электросетевыми компаниями

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является и генерирующей, и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Общая протяжённость на территории Западного и Центрального энергорайонов находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи составляет по цепям 22184,7 км, в том числе: ВЛ 220 кВ –

⁷ По данным ОАО «Сургутнефтегаз», включая Талаканскую ГТЭС, ГПЭС и ДЭС.

1763,7 км, ВЛ 110 кВ – 2923,8 км, ВЛ 35 кВ – 3407,1 км, ВЛ 10 кВ – 5875,6 км, ВЛ 0,4–6 кВ – 8214,5 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах. Протяженность по трассе двухцепных ЛЭП напряжением 35–220 кВ составляет 747,8 км. Кроме того, на балансе компании находятся кабельные линии напряжением 0,4–6 кВ протяженностью 938,2 км.

(2) АО «Сахаэнерго»

В ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 2202,3 км, в том числе:

– 2067,3 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ 10 кВ – 294,2 км, ВЛ 6 кВ – 479,0 км, ВЛ 0,4 кВ – 1294,1 км;

– 135,0 км кабельных линий, из них: КЛ 0,4 кВ – 88,0 км, КЛ 6 кВ – 45,8 км, КЛ 10 кВ – 1,2 км⁸.

Все линии выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах.

(3) АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

В Южно-Якутском энергорайоне электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием АО «Дальневосточная энергетическая компания» и работает в составе ОЭС Востока.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», составляет 1774,5 км, из них ВЛ 110 кВ – 570,2 км, ВЛ 35 кВ – 298,0 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 906,3 км⁹. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5% опор ВЛ 110 кВ, 89,7% опор ВЛ 35 кВ) (см. приложение 2.7).

(4) ОАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 г. компания ОАО «Сургутнефтегаз» кроме собственных потребностей обеспечивает электроснабжение НПС №10 ПАО «АК «Транснефть» посредством двух одноцепных высоковольтных линий электропередачи 110 кВ Талаканская ГТЭС – НПС № 10 длиной 3 км.

Электроснабжение Талаканского НГКМ осуществляется на напряжении 35 кВ. На месторождении расположено 12 ПС 35 кВ общей мощностью 555,1 МВА. Линии электропередачи 35 кВ протяженностью 282,6 км выполнены в одноцепном исполнении.

(5) АО «ДВЭУК»

В Западном энергорайоне Республики Саха (Якутия) на балансе АО «ДВЭУК» находятся ПС 220 кВ Городская, ПС 220 кВ Пеледуй, ПС 220 кВ Олекминск, ПС 220 кВ НПС-12 и ПС 220 кВ НПС-13 общей трансформаторной мощностью

⁸ Данные из годового отчета АО «Сахаэнерго» за 2016 г.

⁹ Данные филиала «ЮЯЭС» АО «ДРСК» на 01.01.2016 г.

508 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 1813,79 км, ВЛ 110 кВ – 0,7 км, ВЛ 10 кВ – 1,1 км (см. приложение 2.8).

(6) ПАО «ФСК ЕЭС»

В Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия) на балансе Амурского ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока находятся ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-18 и ПС 220 кВ НПС-19 общей трансформаторной мощностью 372 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 2006,11 км, в т.ч. ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Томмотская ДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская с проектным напряжением 220 кВ.

На территории Центрального энергорайона на балансе Амурского ПМЭС находится ПС 220 кВ Майя установленной мощностью 282 МВА.

На балансе Амурского ПМЭС также находятся две подстанции (ПС 220 кВ НПС-11 и ПС 220 кВ НПС-15 общей трансформаторной мощностью 100 МВА) и линии электропередач 220 кВ общей протяженностью 194,88 км, расположенные в Западном энергорайоне Республики Саха (Якутия) (см. приложение 2.21).

2.2 Отчетная динамика и структура электропотребления за 2012-2016 гг.

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) в разные периоды характеризуется различной динамикой развития. В послевоенный советский период с 1950 г. по 1990 г. среднегодовые темпы роста производства и потребления электроэнергии находились на очень высоком уровне и составляли примерно 111 %, а в отдельные пятилетки доходили до 119 %. С начала 1990-х годов при переходе к рыночной экономике, сопровождавшимся затяжным социально-экономическим кризисом как в стране в целом, так и в республике, вместе с падением производства снижался и спрос на электроэнергию. Объем электропотребления в республике за период 1990-2009 гг. снизился с 6262 млн кВт·ч до 5455,2 млн кВт·ч, а среднегодовые темпы роста электропотребления составили 99,3 %. Хотя в отдельные годы этого периода и наблюдался небольшой рост электропотребления, но кризисы 1998 и 2008 годов не позволяли выйти на показатели стабильного прироста производства и потребления электроэнергии вплоть до 2010 г. В период с 2010 г. по 2016 г. наблюдался устойчивый рост производства и потребления электроэнергии, и среднегодовые темпы роста электропотребления составили 105,3%. В 2014 г. объем электропотребления превысил аналогичный показатель 1990 г. и составил 6333,4 млн кВт·ч, а максимальный уровень электропотребления, достигнутый в 1996 г. (6431,4 млн кВт·ч), был превышен в 2015 г. (7102,8 млн кВт·ч) (рис. 2.2.1).

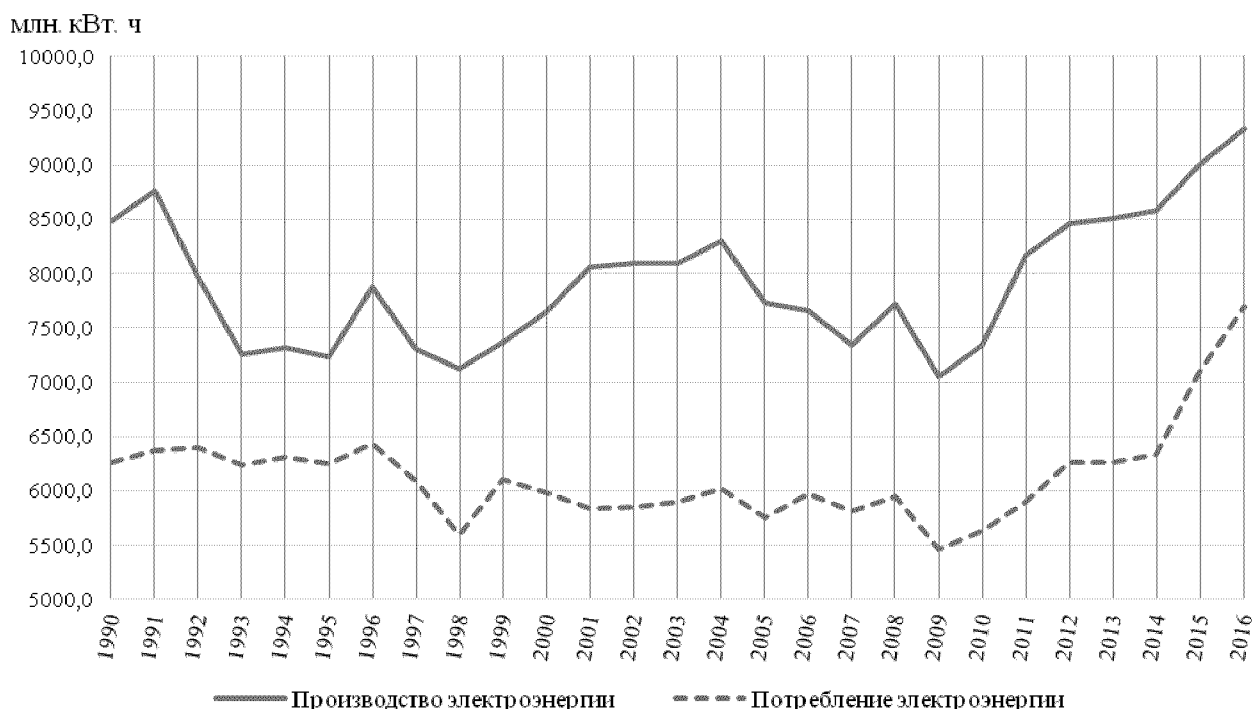


Рис. 2.2.1 Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2016 гг., млн кВт·ч¹⁰

В современной структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 29,2%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 19,3%, транспорт и связь – 14,2%. На население приходится 11,5 % от потребляемой в республике электроэнергии. Сопоставима с этим показателем и доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования (10,6%) (рис. 2.2.2).

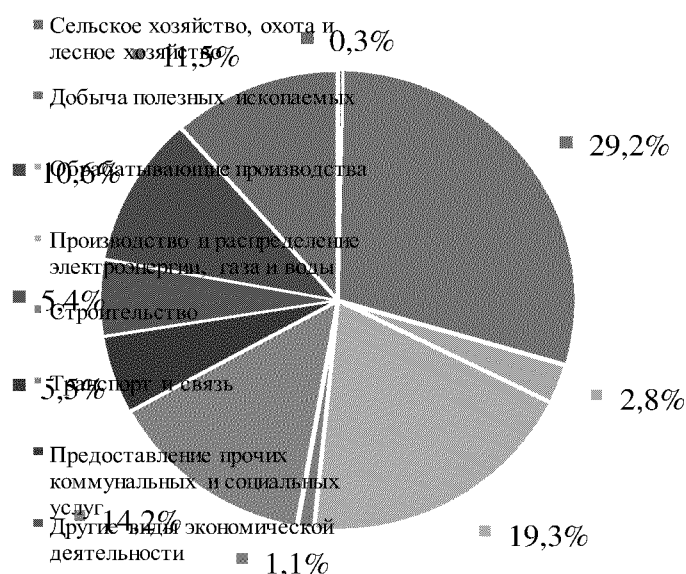


Рис. 2.2.2 – Структура потребления электроэнергии (состояние 2016 г.), %

¹⁰ По данным ИФТПС СО РАН без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования

За период 2012-2016 гг. абсолютный прирост электропотребления в республике составил 1290,5 млн кВт·ч, а среднегодовой темп прироста – 5,2 % (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1 – Динамика электропотребления за 2012-2016 гг.

Показатель	Год					2012-2016гг
	2012	2013	2014	2015	2016	
Электропотребление*, млн кВт·ч	7125,4	7182,6	7378,2	8103,6	8693,7	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч		57,2	195,6	725,4	590,1	1568,3
Темпы роста, %	106,2	100,8	102,7	109,8	107,3	105,2

*Примечание – с учётом потерь в электросетях и собственных нужд электростанций.

Источник: Форма Росстата Электробаланс за 2012-2016 гг., Статистические бюллетени Росстата по РС(Я) / Топливо-энергетический баланс за 2012-2016 гг.

В 2013 и 2014 гг. темпы роста электропотребления в целом по республике значительно снизились по сравнению с 2012 г. и составили соответственно 100,8 и 102,7%, что было связано с неблагоприятной конъюнктурой мирового рынка для экспортной продукции и санкционным режимом, введенным западными странами в отношении России. Это привело к падению темпов роста производства в таких отраслях как добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, строительство и др. и, соответственно, к снижению темпов роста электропотребления. Динамика электропотребления по основным группам потребителей представлена в таблице 2.2.2.

Наибольший прирост электропотребления за 2012-2016 гг. наблюдался в 2015 и 2016 годах и составил соответственно 725 млн кВт·ч с темпом роста к предыдущему году 109,8% и 590 млн кВт·ч (107,3 %). Прирост производства электроэнергии в республике за 2016 г. составил 320,7 млн кВт·ч.

После снижения электропотребления 2013 г. за последние годы периода по основным видам экономической деятельности продолжается постепенный рост, но тем не менее уровень потребления начала периода по некоторым видам не достигается. Так, по таким видам отраслей как сельское хозяйство, добыча полезных ископаемых и обрабатывающая промышленность в среднем за период происходит снижение электропотребления. Снижение электропотребления в добыче полезных ископаемых происходило за счет снижения спроса на электроэнергию в алмазо- и золотодобыче в связи с отработкой ряда электроёмких проектов. В добыче топливно-энергетических ресурсов происходит неуклонный рост электропотребления. Рост электропотребления наблюдается также в таких видах деятельности, как производство и передача электро- и теплоэнергии – 649,7 млн кВт·ч за период и транспорт – 854,3 млн кВт·ч, где объём электропотребления с 2012 г. по 2016 г. вырос 3,2 раза, т.е. с 383 до 1237 млн кВт·ч. Рост электропотребления в электро- и теплоэнергетике связан, в основном, с ростом затрат электроэнергии на производство и отпуск тепла, на транспорте – с развитием нефтепроводной системы, для электроснабжения которой в 2016 г. потребовалось 1095 млн кВт·ч, что в 4,2 раза выше объёма 2012 года.

Необходимо отметить, что потери в сетях за период не сократились. Если до 2015 г. доля потерь в электропотреблении была выше 12%, то в 2016 г. стала меньше и составила 11,5%

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2015-2016 гг. было потреблено 1008 и 1164 млн кВт·ч электроэнергии соответственно. При этом 410,3 млн кВт·ч (35,2%) электроэнергии в децентрализованной зоне в 2016 г. было израсходовано на технологические нужды ОАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении (приложение 2.6).

Почти 24% электроэнергии децентрализованной зоны – 278 млн кВт·ч потреблялось коммунально-бытовым сектором в северных и труднодоступных районах республики от электростанций АО «Сахаэнерго».

Более 12% электроэнергии децентрализованной зоны приходилось на небольшие предприятия добывающей промышленности, изолированные от энергосистемы горно-обогатительные комбинаты АК «АЛРОСА» (ПАО) – 71,3 млн кВт·ч (6,1%) (приложение 2.4), нефтедобывающее предприятие ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» – 71,54 млн кВт·ч (6,1%).

Исходя из современных прогнозов, перспективный этап развития республики будет связан с дальнейшим освоением ресурсной базы и, соответственно, с ростом производства и потребления электроэнергии.

Таблица 2.2.2 – Электропотребление по основным группам потребителей за 2012-2016 гг.

	2012		2013		2014		2015		2016			
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	потребление		прирост	
									млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
<i>Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе</i>	5420,9	76,1	5243,1	73,0	5434,4	73,7	6201,7	76,5	6768,7	77,9	567	96,1
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	30,5	0,4	30,4	0,4	29,9	0,4	33,2	0,4	30,1	0,3	-3,1	-0,5
добыча полезных ископаемых	2798,8	39,3	2526,2	35,2	2694,7	36,5	2765,2	34,1	2538,9	29,2	-226,3	-38,3
- добыча полезных ископаемых в ТЭК*	677	9,5	692	9,6	761,3	10,3	810,3	10	941,5	10,8	131,2	22,2
обрабатывающие производства	268,9	3,8	232,9	3,2	236,5	3,2	241,9	3,0	241	2,8	-0,9	-0,2
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1029,3	14,4	1228,9	17,1	1242,3	16,8	1524,1	18,8	1679	19,3	154,9	26,2
строительство	94,9	1,3	88,9	1,2	90,3	1,2	99,5	1,2	99,2	1,1	-0,3	-0,1
транспорт и связь	382,7	5,4	391,9	5,5	510,8	6,9	631,7	7,8	1237	14,2	605,3	102,6
- нефтепроводный транспорт	265,6	3,7	275,1	3,8	343,9	4,7	452,6	5,6	1095,3	12,6	642,7	108,9
предоставление прочих коммунальных и социальных услуг	370,4	5,2	338,1	4,7	318,2	4,3	487,2	6,0	476,6	5,5	-10,6	-1,8
другие виды экономической деятельности	445,4	6,3	405,8	5,6	311,7	4,2	418,9	5,2	466,9	5,4	48	8,1
<i>Население</i>	833,3	11,7	1012,9	14,1	899,1	12,2	901	11,1	924	10,6	23	3,9
<i>Потери в сетях общего пользования</i>	871,2	12,2	926,7	12,9	1044,8	14,2	1000,9	12,4	1001	11,5	0,1	0,02
ИТОГО	7125,4	100	7182,7	100	7378,3	100	8103,6	100	8693,7	100	590,1	100,00

Источник: Форма Росстата Электробаланс за 2012-2016 гг., Статистические бюллетени Росстата по РС(Я) / Топливо-энергетический баланс за 2012-2016 гг.

- по крупным предприятиям

2.3 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности

(1) Потребление электрической энергии

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии по энергорайонам республики представлен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2012	2013	2014	2015	2016
<i>Центральный энергорайон</i>						
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	53,8	50,9	53,8	53,3	44,1
МУП "Теплоэнергия"	Теплоснабжение	29,5	28,2	31,3	н.д.	н.д.
АО «Водоканал» г.Якутск	Водоснабжение	46,2	45,8	40,5	37,3	34,1
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	9,8	11	8,7	8,4	6,3
ФКП «Аэропорты Севера»	Транспорт	16,3	15,6	19,5	14,6	15,0
АО «Тарынская золоторудная компания»	Цветная металлургия	-	-	-	3,9	5,6
АО «Теплоэнергосервис» (Усть-Майский филиал)	Теплоснабжение	9,6	9,0	9,2	8,9	8,4
<i>Западный энергорайон</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазо-добывающая промышленность	1626,5	1601,3	1581,1	1557,9	1460,0
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти (Талаканское м-е)	268,1	292,5	335,5	370,8	410,3
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	163,9	180,3	240,5	446,9	403,3
НПС-10		78,6	89	98,5	100,7	114,5
НПС-11		-	-	8,5	50	59,1
НПС-12		-	7,8	29,5	63,9	42,5
НПС-13		15	26,8	34	70,5	47,2
НПС-14		70,3	56,7	57,9	86,2	55,0
НПС-15		-	-	12,1	75,6	85,0
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	13,9	15,5	14,1	15,9	16,1
АО «Теплоэнергосервис» (Вилуйский филиал)	Теплоснабжение	115,4	124,4	125,0	110,9	116,5
<i>Южно-Якутский энергорайон</i>						
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)	Угольная промышленность	317,3	319	299,1	280,8	296,1
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	87,0	174,4	208,1	279,7	315,9
НПС-16		-	56,7	66,0	85,1	96,1
НПС-17		87,0	64,6	71,6	88,3	98,4
НПС-18		-	53,1	60,1	53,9	65,3
НПС-19		-	-	10,4	52,4	56,1
АО «Полюс Алдан»	Цветная	146,2	140,5	143,6	141,4	140,8

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2012	2013	2014	2015	2016
	металлургия					
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	38,4	37,2	35,7	н.д.	н.д.
ПАО «Селигдар» (ОАО «Селигдар»+ОАО «Золото Селигдара»+ООО «Алданвзрывпром») (без учета ДЭС)	Цветная металлургия	43,6	41,3	34,8	39,3	9,7*
АО «Теплоэнергосервис» (Алданский филиал)	Теплоснабжение	56,7	49,6	46,3	44,3	43,7
<i>Северный энергорайон</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	17,7	20,2	33,7	35,5	37,1

*Данные ОАО «Золото Селигдар»; ** по данным ПАО «Якутскэнерго»

Форма Росстата 6-ТП за 2012-2016 гг.; данные предприятий (Приложения к разделу 2)

Центральный энергорайон. Основным промышленным потребителем энергорайона является АО ПО «Якутцемент». Неустойчивая динамика электропотребления производственного объединения связана с нестабильными заказами со стороны потребителей продукции.

Ежегодное снижение электропотребления АО «Водоканал» обусловлено снижением объема потребления воды вследствие установки потребителями приборов учета.

Снижение объемов электропотребления на разрезе Кангаласский и шахте Джебарики-Хая (АО ХК «Якутуголь») в 2014-2015 гг. было вызвано переходом с подземного на открытый способ добычи угля. С 2016 г. подземная добыча угля на шахте Джебарики-Хая полностью прекращена.

Западный энергорайон. Основным потребителем Западного энергорайона являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), объемы потребления электроэнергии которых относительно стабильны (приложение 2.4).

Устойчивый рост потребления электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Транснефть» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки (приложения 2.6, 2.9).

Южно-Якутский энергорайон. Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

Значительное повышение электропотребления АО ХК «Якутуголь» в 2012–2013 гг. связано с вводом новых мощностей и увеличением добычи на Эльгинском месторождении, а последующее падение – со снижением объемов добычи угля.

Небольшие колебания в объемах электропотребления наблюдаются в цветной металлургии, что связано с динамикой отработки старых и ввода новых золоторудных месторождений.

Снижение электропотребления ОАО «Нерюнгринский городской водоканал» также как и в АО «Водоканал», связано со снижением объема потребления воды вследствие использования приборов учета и модернизации объектов водоснабжения.

Северный энергорайон. Рост электропотребления ОАО «Алмазы Анабара» связан с развитием предприятия и наращиванием объемов добычи алмазов.

(2) Электрические нагрузки

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по энергорайонам республики представлены в таблице 2.3.2.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2012	2013	2014	2015	2016
<i>Центральный энергорайон</i>						
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12	12	12	12	12
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)*	Угольная промышленность	1,2	1,3	1	1	0,7
ФКП «Аэропорты Севера»*	Транспорт	2,3	2,3	2,6	2,1	2,2
АО «Тарынская золоторудная компания»	Цветная металлургия	-	-	-	1,0	1,4
<i>Западный энергорайон</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	315	320	320	363,1	303
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	48,7	53,4	59,3	69,1	56,2
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	42,5	44,7	60,3	57,3	49,8
НПС-10		18,6	14	12,9	12,9	14,2
НПС-11		-	-	8,2	6,4	7,3
НПС-12		-	6,4	8,5	8,2	5,3
НПС-13		4,9	8,8	9,9	9	5,8
НПС-14		19	15,6	11	11,1	6,8
НПС-15		-	-	9,7	9,7	10,4
<i>Южно-Якутский энергорайон</i>						
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)*	Угольная промышленность	38	38	36	33,5	36,4
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	37,9	35,4	51,2	35,8	40,0
НПС-16		11	10,9	12,5	10,9	11,8
НПС-17		14,5	12,2	15,4	11,3	13,5
НПС-18		12,4	12,3	12,5	6,9	7,8
НПС-19		-	-	10,8	6,7	6,9
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
<i>Северный энергорайон</i>						
ОАО «Алмазы Анабара»*	Добыча алмазов	3,5	4	7	7	7,3

Примечание - * оценка исполнителей

Форма Росстата 6-ТП за 2012-2016 гг.; данные предприятий (приложения к разделу 2)

2.4 Динамика изменения максимума нагрузки

Западный энергорайон

Особенностью Западного энергорайона является специализация промышленности фактически на одной отрасли – алмазодобыче. Крупнейшим потребителем электроэнергии выступают предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), доля которых составляет около 60% от общего электропотребления Западного энергорайона. Вследствие этого изменение электропотребления АК «АЛРОСА» (ПАО) оказывает значительное влияние на динамику электропотребления всего Западного энергорайона.

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в Западном энергорайоне за 2012-2017 гг. приведена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Западном энергорайоне

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	552	570	589,3	596	594	569,3
Годовое изменение, %		3,30	3,37	1,17	-0,30	-4,22
Электропотребление, млн кВт·ч	2796	2793	2872	2994	2966	2950
Годовое изменение, %		-0,11	2,83	4,23	-0,93	-0,53
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5066	4899	4873	5021	4990	5182

Источник: Данные Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (приложение 2.11)

В период 2012-2015 гг. в Западном энергорайоне наблюдалась тенденция небольшого роста как максимума нагрузки (рисунок 2.4.1 а), так и электропотребления (рисунок 2.4.1 б). В 2016-2017 гг. и максимум нагрузки, и электропотребление снижались.

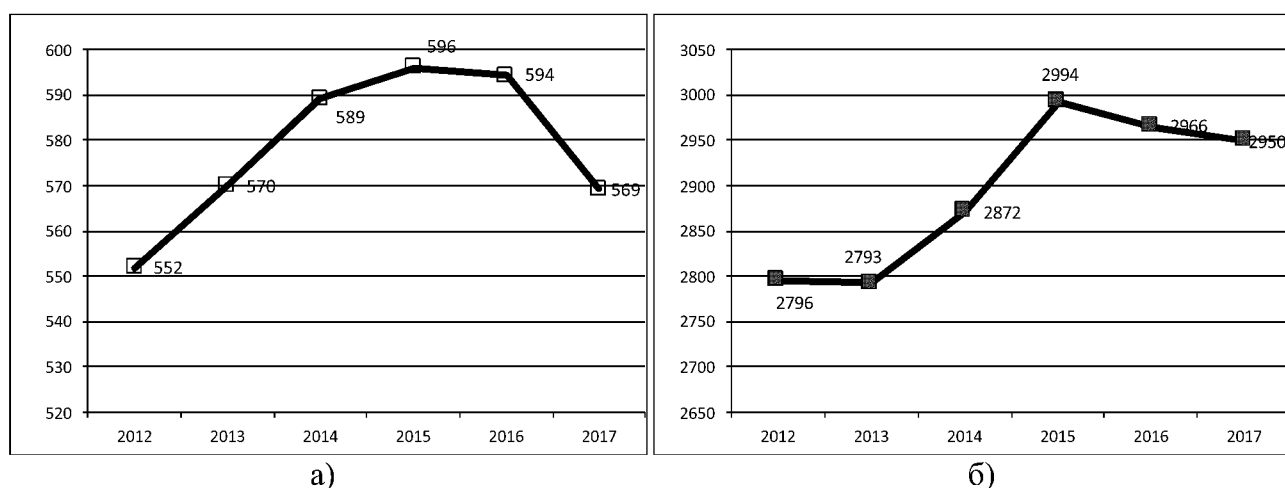


Рисунок 2.4.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Западном энергорайоне

Центральный энергорайон

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в Центральном энергорайоне за период 2012–2016 гг. приведена в таблице 2.4.2. Анализ приведенной динамики показывает, что в Центральном энергорайоне за период 2012–2014 гг. наблюдалась тенденция роста электропотребления (рисунок 2.4.2 б), а в 2015–2016 гг. произошел спад. Максимум нагрузки при этом также снизился, а в 2017 г. незначительно вырос (рисунок 2.4.2 а).

Таблица 2.4.2 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Центральном энергорайоне

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	320	319	323	304	301	308,4
Годовое изменение, %		-0,47	1,41	-5,97	-0,82	2,36
Электропотребление, млн кВт·ч	1653	1669	1679	1659	1660	1649
Годовое изменение, %		1,00	0,62	-1,19	0,02	-0,64
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5163	5239	5198	5462	5508	5347

Источник: Данные Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (Приложение 2.11)

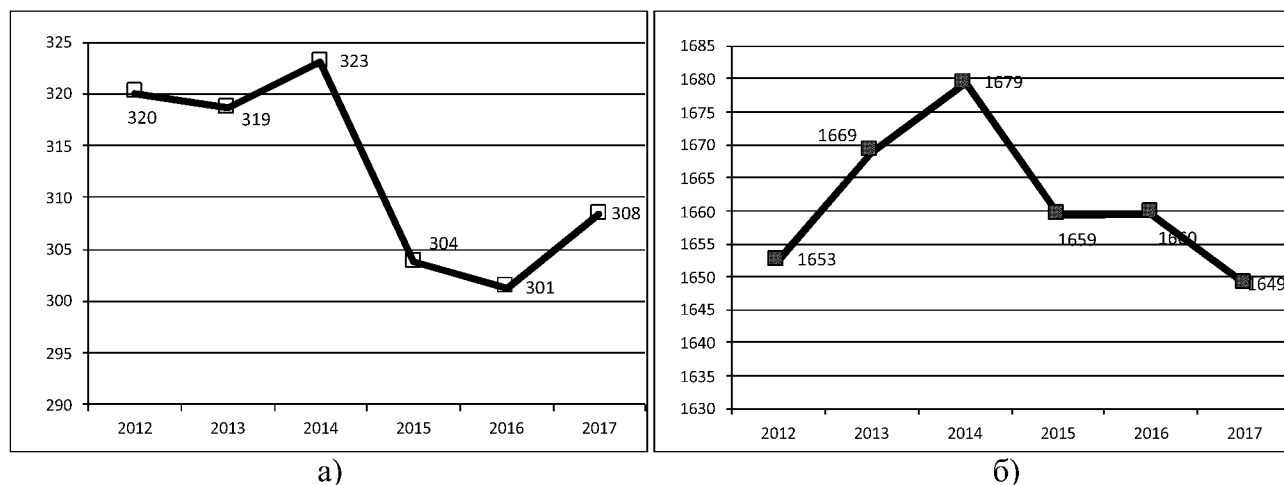


Рисунок 2.4.2 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Центральном энергорайоне

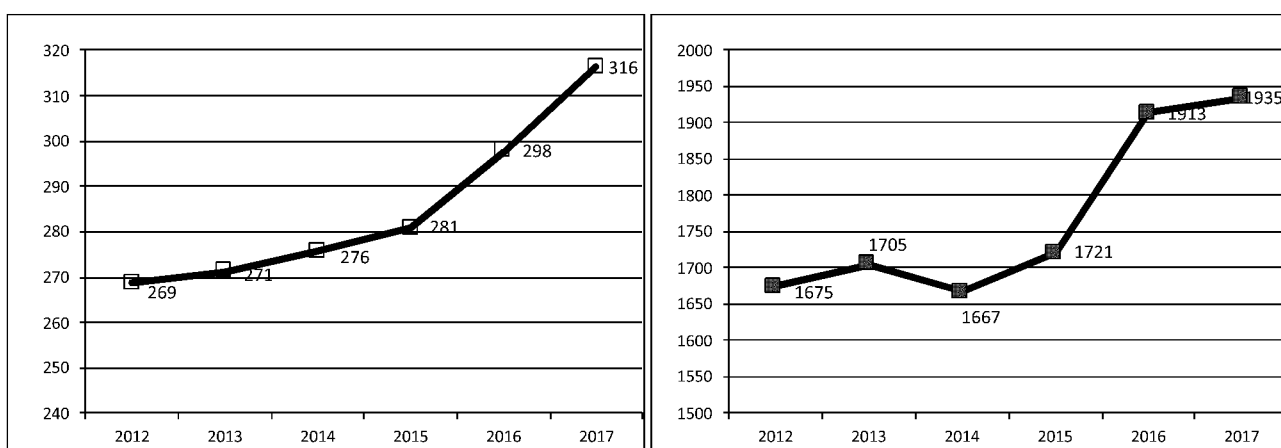
Южно-Якутский энергорайон

Динамика электропотребления и собственного максимума нагрузки в Южно-Якутском энергорайоне за период 2012–2017 гг. приведена в таблице 2.4.3. Максимум нагрузки (рисунок 2.4.3 а) в энергорайоне возрастает, как и электропотребление (рисунок 2.4.3 б).

Таблица 2.4.3 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Южно-Якутском энергорайоне

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	269	271	276	279	298	316,3
Годовое изменение, %		0,97	1,62	1,90	6,01	6,21
Электропотребление, млн кВт·ч	1675	1705	1667	1722	1913	1935
Годовое изменение, %		1,77	-2,21	3,24	11,16	1,13
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6235	6284	6048	6127	6425	6118

Источник: Данные Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (Приложение 2.11)



а)

б)

Рисунок 2.4.3 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Южно-Якутском энергорайоне

2.5 Динамика потребления тепловой энергии, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Потребление тепловой энергии в 2016 г. в республике составило 11,3 млн Гкал, что на 2,1 % выше показателя предыдущего года. В таблице 2.5.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2012-2016 гг.

Таблица 2.5.1 – Динамика потребления тепловой энергии в республике

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11589,9	11366,4	11249,9	11089,0	11324,1
Абсолютный прирост теплоснабжения, тыс. Гкал		-210,4	-96,0	-160,9	235,1
Средние темпы прироста, %		-1,8%	-0,8%	-1,4%	2,1%

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2012-2016 гг.»

За период с 2012 по 2016 гг. потребление тепловой энергии в республике снизилось на 2,3%. В сфере промышленного производства сокращение теплотребления составило около 25,5% за рассматриваемый период, в то же время теплотребление на добывающих предприятиях сократилось на 6,9%, в отрасли обрабатывающих производств сокращение составило 36,3%. Теплотребление населением за рассматриваемый период практически не изменилось, увеличение составило 3,2%. Аналогичная ситуация наблюдалась в сельском хозяйстве, где потребление тепловой энергии в период с 2012 по 2016 гг. увеличилось на 2,5%. Значительное сокращение теплотребления (на 42,2%) произошло в сфере строительства. Кроме того потребление тепла в прочих отраслях (образование, здравоохранение, государственное управление) уменьшилось за рассматриваемый период на 17,4%. В таблице 2.5.2 представлена структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2012 по 2016 гг.

Таблица 2.5.2 - Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2012 по 2016 гг., тыс. Гкал.

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление всего, в том числе:	11589,9	11366,4	11249,9	11089,0	11324,1
Промышленность всего, в том числе:	3329,2	3135,6	2285,6	2546,8	2480,2
<i>добыча полезных ископаемых</i>	<i>1396,2</i>	<i>1671,9</i>	<i>1662,3</i>	<i>1235,3</i>	<i>1300,4</i>
<i>обрабатывающие производства</i>	<i>431,6</i>	<i>277,0</i>	<i>244,3</i>	<i>229,7</i>	<i>274,8</i>
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	48,3	46,0	44,6	49,3	49,5
Строительство	245,0	165,0	173,7	200,9	141,7
Транспорт и связь	305,0	347,7	290,3	417,1	423,5
Сфера услуг и прочие виды деятельности	2290,4	2304,3	3070,1	2463,4	2687,9
Население	5372,0	5367,8	5385,6	5411,5	5541,3

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2012-2016 гг.»

В структуре теплотребления в республике за рассматриваемый период также произошли некоторые изменения. Доля теплотребления населением увеличилась с 46,4% в 2012 году до 48,9% в 2016 г. За рассматриваемый период наблюдалось сокращение доли теплотребления промышленностью с 28,7% в 2012 г. до 21,9% в 2016 г. Осталась практически неизменной доля теплотребления в сельском хозяйстве. Доля теплотребления на предприятиях транспорта и связи увеличилась с 2,6% в 2015 г. до 3,7% в 2016 г. На рисунке 2.5.1 представлено сравнение структуры теплотребления в Республике Саха (Якутия) в 2012 и 2016 гг.

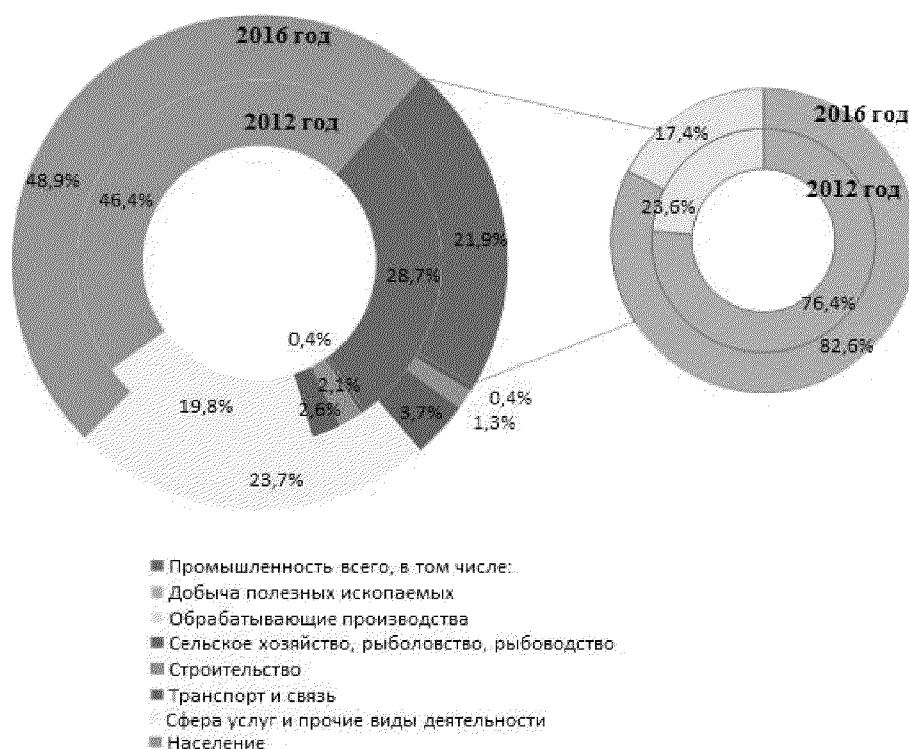


Рисунок 2.5.1 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2012 по 2016 гг.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций в 2016 г. составила 2098,9 Гкал/ч. На электростанциях установлено 34 энергетические установки различных типов, 8 паровых и 12 водогрейных котлов.

Теплоснабжение потребителей также осуществляется от многочисленных котельных. Суммарная установленная мощность котельных крупных энергокомпаний оценивается в 5075,0 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 113,7 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 756,5¹¹ Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС(Я)» – 2607,5 Гкал/ч, АО «ДГК» – 400 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 7,5 Гкал/ч, ООО «ПТВС» – 910,0 Гкал/ч, ООО «Ленское ПТЭС» – 167,1 Гкал/ч, АК «Алроса» (ПАО) – 157,0 Гкал/ч (таблица 2.5.3). Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в приложении 2.14.

Таблица 2.5.3 – Установленная тепловая мощность электростанций и котельных крупных энергокомпаний Республики Саха (Якутия) в 2016 году

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1158,7
АО «Сахаэнерго»	110,2
Филиал АО «ДГК»	1385,0
АО «Теплоэнергосервис»	712,1
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2607,5
ООО «ПТВС»	910,0
ООО «Ленское ПТЭС»	167,1
АК «АЛРОСА» (ПАО)	157,0
Итого	7207,6

Источник: Данные предприятий (приложения к разделу 2)

¹¹ установленная мощность указана с учетом Охотского филиала

Производство тепловой энергии в республике в 2016 г. составило 14,4 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2016 г. представлена в таблице 2.5.4.

Таблица 2.5.4 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016 г.

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
1	2	3	4
Электростанции			
Всего от ТЭС, в том числе:		4511,8	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2335,6	
	Якутская ГРЭС	1419,8	природный газ
	Якутская ТЭЦ	915,8	природный газ
2	Филиал АО «ДГК», всего, в том числе:	2113,0	
	Нерюнгринская ГРЭС	1797,9	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	315,1	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	63,2	
	Депутатская ТЭЦ	63,2	каменный уголь
Котельные			
Всего от котельных, из них:		9364,8	
1	ПАО «Якутскэнерго»	138,2	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	Филиал АО «ДГК»	2,3	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	5,7	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1003,2	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	ООО «ПТВС»	1216,7	природный газ, нефть, уголь, электроэнергия
6	ООО «Ленское ПТЭС»	244,3	природный газ, нефть
7	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3649,6	природный газ, дизельное топливо, уголь
Электробойлерные			
Всего от электробойлерных, из них:		414,1	
1	ПАО «Якутскэнерго»	23,0	
2	АО «Теплоэнергосервис»	84,9	
3	ООО «ПТВС» - Алроса	306,2	
Вторичные энергоносители			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		65,9	
1	АО «Сахаэнерго»	18,7	

Источник: Данные предприятий (приложения к разделу 2); формы статистической отчетности 11-ТЭР и 6-ТП за 2016 г.

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. За рассматриваемый период с 2012 по 2016 гг. доля котельных в общей структуре производства тепла сократилась на 0,2% и в 2016 г. составляет 65,2%. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько увеличилась с 31,1% в 2012 г. до 31,4% в 2016 г. Доля электробойлерных сократилась с 3,5% в 2012 г. до 2,9% в 2016 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период практически не изменилась и составляет 0,5%. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016 г. представлена на рисунке 2.5.2

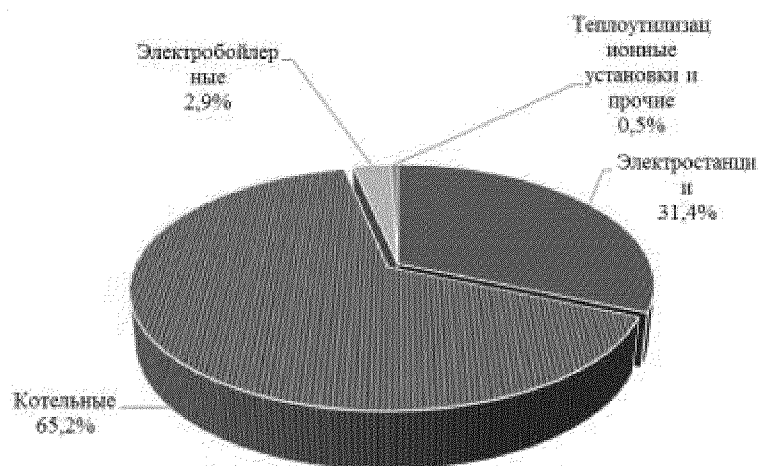


Рисунок 2.5.2 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016 г.

Баланс производства и потребления тепловой энергии выполнен по уточненным данным согласно годовым отчетам энергокомпаний (ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», АО «ДГК»). Кроме того, в структуру производства тепловой энергии включен объем тепловой энергии, произведенной с помощью вторичных энергоносителей. Баланс тепловой энергии республики за период 2012-2016 гг. приведен в таблице 2.5.5.

Таблица 2.5.5 – Баланс тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2012 по 2016 гг., тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Производство тепловой энергии, всего	15094,5	15112,9	15014,9	14174,3	14356,6
в том числе:					
Электростанции	4716,4	4754,4	4600	4429,7	4511,8
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2334,6	2471,2	2348,9	2278,9	2335,6
АО "Сахаэнерго"	75,1	74,7	70,8	75,1	63,2
АО "ДГК"	2306,7	2208,5	2180,3	2075,7	2113,0
Котельные, из них:	9770,8	9764,7	9853,2	9173,8	9364,8
ПАО "Якутскэнерго"	137,4	135,1	144,6	135,7	138,2
АО "Сахаэнерго"	6,4	7,4	5,7	5,8	5,7
АО "ДГК"	12,5	4,7	8,9	15,8	2,3
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	3372,5	3399,6	3613,3	3497,9	3649,6
АО "Теплоэнергосервис"	1278,6	1298,9	1318,6	1280,0	1003,2
Электробойлерные, в том числе:	517,4	503,9	471,8	486,5	414,1

ПАО "Якутскэнерго"	31,7	26,0	24,9	23,0	23,0
АО "Теплоэнергосервис"	99,3	89,2	90,8	103,6	84,9
АК "АЛРОСА" (ПАО)	386,4	388,7	356,1	359,9	306,2
Вторичные энергоносители	89,9	89,9	89,9	84,3	65,9
Потери тепловой энергии, всего	3504,6	3746,5	3765	3085,3	3032,5
Потребление тепловой энергии, всего	11589,9	11366,4	11249,9	11089	11234,1

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2012-2016 гг.; Данные предприятий (приложения к разделу 2), ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2012-2015 гг.

Потребление и производство тепловой энергии в г. Якутске

Суммарное потребление тепловой энергии в г. Якутске в 2016 г. составило 2,6 млн Гкал. За период 2012-2016 гг. теплопотребление увеличилось на 12,5% (таблица 2.5.6). В структуре потребления наибольшую долю составляют: население - порядка 60% и сфера услуг - около 34% (рисунок 2.5.3).

Таблица 2.5.6 – Динамика потребления тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление тепловой энергии, всего	2331,8	2418,7	2578,8	2561,5	2624,2
в том числе: промышленность	72,5	71,6	78,0	85,6	79,5
строительство	25,4	28,1	24,2	20,1	24,3
транспорт и связь	30,7	30,4	59,0	53,2	49,1
население	1332,0	1444,6	1534,5	1572,1	1642,8
сфера услуг и прочие виды деятельности	871,2	844,0	883,1	830,5	828,5

Источник: Письмо №188 от 15.02.2018 МКУ «Окружная администрация г. Якутска» Служба эксплуатации городского хозяйства (2 приложения) – приложение 2.15



Рисунок 2.5.3 – Динамика структуры потребления тепловой энергии в г. Якутске

За рассматриваемый период структура теплоснабжения практически не изменилась, наблюдается незначительное увеличение доли «населения» (5,5%) и снижение доли сферы услуг и других видов деятельности (5,8%), что отражается и в абсолютных значениях.

Основным теплоснабжающим предприятием г. Якутска является ПАО «Якутскэнерго», электростанции и котельные которого по состоянию 2016 г. обеспечивают 66,7% тепловой энергии, потребляемой в городе. Структура потребления от теплоисточников данного предприятия представлена в таблице 2.5.7.

Таблица 2.5.7 – Динамика потребления тепловой энергии в г. Якутске от электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго», тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление тепловой энергии, всего	1670,6	1688,7	1720,8	1705,2	1751,4
в том числе: промышленность	50,2	40,7	42,4	51,3	45,5
строительство	25,4	28,1	24,2	20,1	24,3
транспорт и связь	23,3	22,3	22,7	20	18
население	936,1	985	1002,2	1024,6	1064,8
сфера услуг и прочие виды деятельности	635,6	612,6	629,3	589,2	598,8

Источник: Письмо №188 от 15.02.2018 МКУ «Окружная администрация г. Якутска» Служба эксплуатации городского хозяйства (2 приложения) – Приложение 2.15

Основная доля тепловой энергии (около 61%) от источников ПАО «Якутскэнерго» потребляется населением города, более 34% приходится на долю организаций сферы услуг и прочих видов деятельности.

Другим крупным производителем тепловой энергии в г. Якутске является МУП «Теплоэнергия»: котельные этого предприятия обеспечивают более 22% суммарного теплоснабжения города.

Таблица 2.5.8 – Производство тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Всего, в том числе:	3363,4	3363,512	3466,6	3409,7	3443,7
Электростанции ПАО «Якутскэнерго»	2334,6	2310,1	2348,9	2278,9	2335,6
в том числе: Якутская ГРЭС	1415,8	1394,4	1397,7	1355,6	1419,8
Якутская ТЭЦ	918,8	915,7	951,2	923,3	915,8
Котельные, всего	1028,8	1053,412	1117,7	1130,8	1108,1
в том числе: ПАО «Якутскэнерго»	137,4	135,1	144,6	135,7	138,2
МУП «Теплоэнергия»	717,9	721,3	749,0	791,6	746,1
АО «ДСК»	129,0	144,4	151,4	137,0	124,5
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	91,3	95,8	121,9	101,6	109,2
ГАУ РС(Я) "Республиканская больница №1-Национальный центр медицины"	45,1	45,3	42,4	42,4	43,6
ООО "Сахаэлектрогаз"	4,9	5,2	5,9	6,3	3,3
МУП "Пригородная теплосетевая компания"	32,2	50,7	53,9	52,6	52,2
ООО "Северные коммунальные системы"	0	0	0	0,6	15,5

Источник: Письмо №188 от 15.02.2018 МКУ «Окружная администрация г. Якутска» Служба эксплуатации городского хозяйства (2 приложения) – приложения 2.15.

Структура производства теплоснабжающими предприятиями в пределах городской территории Якутска представлена в таблице 2.5.8. Наиболее крупными производителями тепловой энергии являются ПАО «Якутскэнерго», МУП «Теплоэнергия», АО «ДСК» и ГУП «ЖКХ РС(Я)».

Наибольшую долю (около 72%) в производстве тепловой энергии в 2016 г. составили источники ПАО «Якутскэнерго», из них: 68% – электростанции, 4% – котельные компании. На котельных МУП «Теплоэнергия» произведено около 22% от общего объема, АО «ДСК» около 3,6%, немногим более 3% - ГУП «ЖКХ РС(Я)» и около 3% - на остальных предприятиях.

2.6 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016 г. с указанием теплоснабжающей организации приведен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Перечень основных потребителей тепловой энергии (состояние 2016 г.)

Потребитель	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка заявленная, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
ООО "Прометей+"	677008, г. Якутск, ул. Чехова, 35	ЖКХ	134,86	ЯГРЭС, ЯТЭЦ, кот. 106 квартала – ПАО «Якутскэнерго»	44,57	1970, 1937
ООО УК по ОЖФ "ЖКХ Губинский"	677000, г. Якутск, ул. Богатырева, 11/3	ЖКХ	110,91	ЯГРЭС, ЯТЭЦ – ПАО «Якутскэнерго», котельные МУП «Теплоэнергия»	37,57	1970, 1937, н/д
ООО "Арсенал плюс"	677001, г. Якутск, ул. Б. Чижики, 33А	ЖКХ	43,85	ЯГРЭС – ПАО «Якутскэнерго»	12,90	1970
ООО "ЦАДС"	677000, г. Якутск, ул. Курашова, 43	ЖКХ	34,07	ЯТЭЦ – ПАО «Якутскэнерго»	10,78	1937
ООО "ЖКХ Строительное"	677009, г. Якутск, ул. К. Цеткин, 25	ЖКХ	26,12	ЯГРЭС, ЯТЭЦ – ПАО «Якутскэнерго»	8,37	1970, 1937
ФГАОУВО "СВФУ им.М.К.Аммосова"	677000, г. Якутск, ул. Белинского, 58	Образование	46,26	ЯГРЭС, ЯТЭЦ, кот. 106 квартала – ПАО «Якутскэнерго», Котельные МУП «Теплоэнергия»	18,69	1970, 1937, н/д
ООО УК ЖКХ "Бюджетник"	677009, г. Якутск, ул. Жорницкого 7/32а	ЖКХ	15,82	ЯГРЭС – ПАО «Якутскэнерго»	5,63	1970
ООО УК "ЖКХ Промышленное"	677001, г. Якутск, ул. Б. Чижики, 33А	ЖКХ	14,13	ЯГРЭС – ПАО «Якутскэнерго»	3,94	1970

Потребитель	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка заявленная, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
ООО "УК ДСК"	677000, г. Якутск, ул. Б-Марлинского, 12	ЖКХ	13,93	ЯГРЭС, ЯТЭЦ, кот. 106 квартала – ПАО «Якутскэнерго»	6,34	1970, 1937
ГБУ РС (Я) НПС "Фтизиатрия"	677015, г. Якутск, ул. П. Алексеева, 93	Здравоохранение	12,99	ЯГРЭС – ПАО «Якутскэнерго»	3,80	1970
ГБУ РС (Я) "Нерюнгринская ЦРБ"	678960, г. Нерюнгри, тер. Больничный комплекс	Здравоохранение	15,46	НГРЭС – АО «ДГК»	6,57	1983
АО "Нерюнгринский городской водоканал"	678960, г. Нерюнгри, ул. Кравченко, 1	ЖКХ	12,90	НГРЭС – АО «ДГК»	5,47	1983
ООО "Мечел-Ремсервис"	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	Промышленность	40,34	НГРЭС – АО «ДГК»	12,36	1983
ОАО «РЖД»	107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, 2	Транспорт и связь	14,35	НГРЭС – АО «ДГК»	5,44	1983
АО ХК "Якутуголь"	678960, г. Нерюнгри, пр. Ленина, 3/1	Промышленность	205,81	НГРЭС – АО «ДГК»	79,86	1983
ООО "Айгуль"	678960, г. Нерюнгри, тер. База ППС	Торговля	10,07	НГРЭС – АО «ДГК»	3,38	1983
ООО "Жилсервис"	678955, Алданский район, г. Томмот, ул. Молодежи, 23	ЖКХ	71,30	котельные АО «Теплоэнергосервис»	0,88	1988-1995, 2012, 2014
ООО "ЖилРемСтрой"	678900, г. Алдан, ул. Ленина, 30	ЖКХ	115,54	котельные АО «Теплоэнергосервис»	0,63	2005, 2007, 2015
ООО "УК Жилсервис"	678955, Алданский район, г. Томмот, ул. Березовая, 6	ЖКХ	21,93	котельные АО «Теплоэнергосервис»	0,63	1995, 1997, 2002, 2007, 2009, 2013
ООО "ЛПЖХ"	678144, г. Ленск, ул. Дзержинского, 34	ЖКХ	58,78	котельные ООО "Ленское ПТЭС"	н/д	1968, 2009, 2010, 2015
АК "АЛРОСА" (ПАО)	678174, г. Мирный, ул. Ленина, 6	Промышленность	807,23	Собственные котельные АК «АЛРОСА» (ПАО), котельные ООО "Ленское ПТЭС", котельные ООО «ПТВС»	128,7	1968, 2009, 2010, 2018
ОАО «Сургутнефтегаз»	628415, Тюменская область, ХМАО_Югра, г. Сургут, ул.	Промышленность	242,22	Собственные котельные ОАО «Сургутнефтегаз»	71,88	н/д

Потребитель	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка заявленная, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
	Григория Кукуевицкого, 1					
ФКП «Аэропорты Севера»	677904, пос. Маган, ул. 40 лет Победы, 1	Транспорт и связь	21,14	Собственные котельные ФКП «Аэропорты Севера»	2,59	1976, 1983, 1985, 1987, 2004, 2007, 2010, 2011, 2013, 2017

Источник: Данные предприятий (приложения к разделу 2)

2.7 Структура установленной электрической мощности

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на конец 2016 г. составляет 2919,4 МВт, по сравнению с 2015 г. возросла на 66,1 МВт. Основу электроэнергетики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.7.1). Их доля в суммарной мощности электростанций оценивается в 40,3 и 32,8% соответственно (рисунок 2.7.1). Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 26,8%. Их суммарная мощность в 2016 г. по сравнению с 2015 г. возросла на 89 МВт. На возобновляемые источники энергии в структуре мощности приходится незначительная доля – 0,05%. Увеличение мощности тепловых электростанций в 2017 г. связано с вводом первой очереди Якутской ГРЭС Новая мощностью 193,48 МВт.

Таблица 2.7.1 – Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год		
	2015	2016	2017
Установленная мощность, всего	2853,3	2919,4	н/д
в том числе:			
ГЭС	957,50	957,50	957,5
ТЭС	1201,20	1177,98	1347,46*
ДЭС	693,22	782,37	н/д
ВЭС	0,04	0,04	0,04
СЭС	1,34	1,47	1,614

Примечание – с учетом вывода 24 МВт на Мирнинской ГРЭС

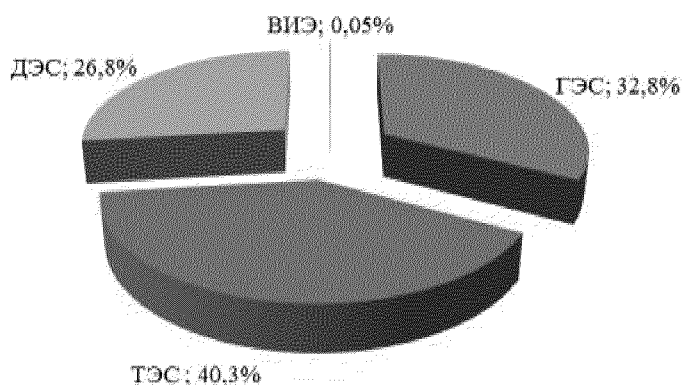


Рисунок 2.7.1 – Структура установленной мощности по типам электростанций (состояние 2016 г.)

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго» (таблица 2.7.2). На ее долю приходится 40,8% установленной мощности электростанций (рисунок 2.7.2). АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 21,2%, АО «Виллойская ГЭС-3» – 9,5%. После ввода в 2017 г. первой очереди Якутской ГРЭС Новая суммарная мощность электростанций, находящихся под оперативным управлением ПАО «Якутскэнерго», возросла до 1360,45 МВт, и его доля в структуре генерирующих мощностей республики увеличилась до 47%.

Почти 75% мощности электростанций функционирует в составе Центрального, Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В 2016 г. их мощность снизилась по сравнению с 2015 г. на 27,4 МВт, в 2017 г. возросла по сравнению с 2016 г. на 168,17 МВт.

Таблица 2.7.2 – Изменение установленной мощности электростанций генерирующих компаний, МВт

Генерирующая компания	Год	
	2015	2016
Установленная мощность, всего, в том числе:	2853,3	2919,4
ПАО «Якутскэнерго»	1226,2	1192,3
АО «ДГК»	618	618,0
АО «Виллойская ГЭС-3»	277,5	277,5
АО «Сахаэнерго»	188,2	198,9
ОАО «Сургутнефтегаз»*	177,5	176,8
ПАО «Транснефть»	92	92
АК «АЛРОСА» (ПАО)	50,7	42,3
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
ООО «Бурэнерго»	25,8	47,5
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	20	20
ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	23	15
ОАО «ЯТЭК»	15	16,2
ООО «Эльгауголь»	11,5	11,5
ПАО «Селигдар»	4,7	5,7
Прочие	89,3	165,3

Примечание - * включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и дизельные электростанции
 Источник: Формы Росстата 6-ТП, данные предприятий (приложения к разделу 2).

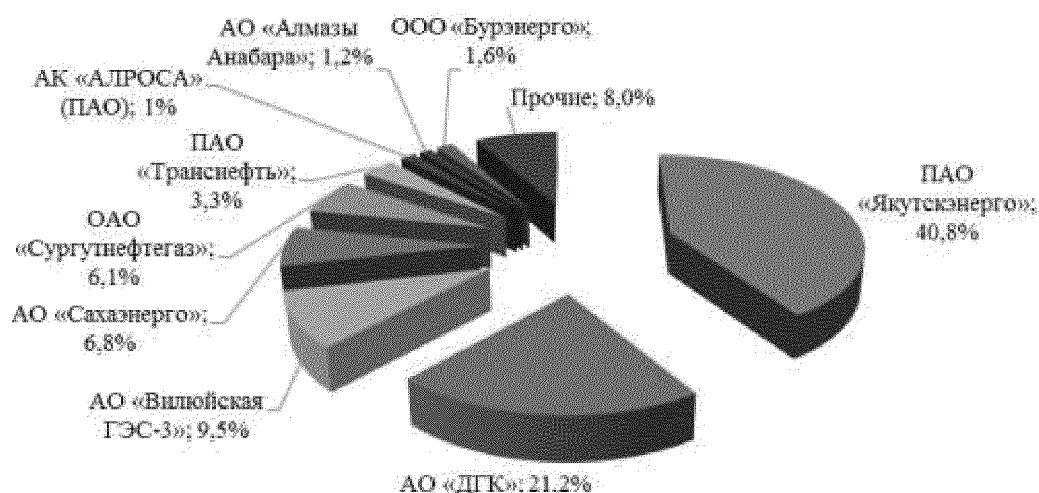


Рисунок 2.7.2 – Структура установленной мощности электростанций генерирующих компаний (состояние 2016 г.)

Остальные электростанции эксплуатируются в зоне децентрализованного электроснабжения в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на конец 2016 г. оценивается в 733,1 МВт (таблица 2.7.3).

Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 198,9 МВт, ОАО «Сургутнефтегаз» – 176,8 МВт, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 42,3 МВт, АО «Алмазы Анабара» – 33,9 МВт и ООО «Бурэнерго» – 47,5 МВт.

Таблица 2.7.3 – Изменение установленной мощности электростанций в зонах электроснабжения, МВт

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год	
	2015	2016
Установленная мощность, всего, в том числе:	2853,3	2919,4
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2213,7	2186,3
в том числе:		
ПАО «Якутскэнерго»	1226,2	1192,3
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	618,0	618,0
АО «Виллюйская ГЭС-3»	277,5	277,5
ПАО «Транснефть»	92	92
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	639,6	733,1
в том числе:		
АО «Сахаэнерго»	188,2	198,9
ОАО «Сургутнефтегаз»*	177,5	176,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	50,7	42,3
АО «Алмазы Анабара»	33,9	33,9
ООО «Бурэнерго»	25,8	47,5
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	20,0	20,0
ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	23,0	15,0
ОАО «ЯТЭК»	15,0	16,2
ООО «Эльгауголь»	11,5	11,5

ПАО "Селигдар"	4,7	5,7
Прочие	89,3	165,3

Примечание - * включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и дизельные электростанции
Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, данные предприятий (приложения к разделу 2).

Изменение в 2016 г. суммарной мощности дизельных электростанций АК «АЛРОСА» (ПАО) связано с выделением ООО «Предприятие тепловодоснабжения» со своими активами в отдельное предприятие. Мощность ДЭС в Мирнинском, Айхальском и Удачинском отделениях ООО «ПТВС» составляет 8,5 МВт (Приложение 2.5). Наиболее крупная из автономных электростанций АК «АЛРОСА» (ПАО) мощностью 21,5 МВт¹² обеспечивает электроэнергией Нюрбинский ГОК в п. Накын.

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения в 2016 г. возросла по сравнению с 2015 г. на 93,5 МВт (14,6%). В основном это связано с ростом количества и мощности электростанций, эксплуатируемых в этой зоне и принадлежащих различным компаниям, например, АО «Сахаэнерго», ООО «Бурэнерго», ОАО «ЯТЭК», ПАО «Селигдар» и др.

Изменения установленной электрической мощности ПАО «Якутскэнерго» в 2016 г. относительно 2015 г. обусловлены:

1. Передачей 21 постоянно действующих ДЭС (суммарной мощностью 10,248 МВт) АО «Сахаэнерго»: «Натора», «Турукта», «Хамра», «Толон», «Иннялы», «Лекечен», «Юрян», «Тобуя», «Усть-Миль», «Белькачи», «Троицк», «Эжанцы», «Охотский перевоз», «Развилка», «Теплый Ключ», «Тополиное», «Исит», «Кытыл-Дюра», «Синск», «Тойон-Ары», «Чкалово».

2. Выводом из эксплуатации ДЭС «Джебарики-Хая» (0,5 МВт).

3. Демонтажем генерирующего оборудования на Мирнинской ГРЭС ГТУ ст. № 9 и ст. № 10 по 12 МВт каждая.

4. Монтажом генерирующего оборудования на ДЭС «Чурапча» ДГ-72 ст. № 7 (0,8 МВт).

Изменение установленной мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2017 г. связано с передачей в оперативное управление Якутской ГРЭС Новая (193,48 МВт), снижением мощности электростанций Западных ЭС на 25,5 МВт (в том числе демонтажем 24 МВт на Мирнинской ГРЭС), увеличением мощности электростанций Центральных ЭС на 0,195 МВт.

Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в 2016 г. по сравнению с 2015 г. произошло за счет принятия на баланс АО «Сахаэнерго» 21 локальной ДЭС, относящихся к Усть-Майскому, Томпонскому, Ленскому, Вилюйскому, Верхневилуйскому и Покровскому РЭС, общей установленной мощностью 10,231 МВт. Кроме того, вводом в эксплуатацию новых АДЭС в с. Быковский Мыс Булунских ЭС (0,85 МВт) и ДЭС с. Жилинда Оленекской РЭС (0,8 МВт), солнечных электростанций в с. Верхняя Амга (Алданский улус), сс. Иннях и Дельгей (Олекминский район) суммарной установленной мощностью 0,136 МВт, установкой дополнительных и заменой старых дизель-генераторов (2,296 МВт), а также демонтажем основного оборудования – 2,143 МВт. В 2017 г. суммарная мощность электростанций АО «Сахаэнерго» возросла до 199,2 МВт.

¹² По данным АК «АЛРОСА» (приложение 2.4).

2.8 Состав генерирующего оборудования

Перечень электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием установленной мощности в 2015–2017 гг. приведен в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы		
		2015	2016	2017
1	2	3	4	5
ПАО «Якутскэнерго», всего		1226,5	1192,3	1360,5
в том числе:	Якутская ГРЭС	368,0	368,0	368,0
	Якутская ГРЭС Новая			193,48
	Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0
	Каскад Вилюйских ГЭС 1,2	680,0	680,0	680,0
	Западные электрические сети, всего	78,1	52,2	26,7
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	73,6	49,6	24,7
	Мирнинская ГРЭС (резервная)	48,0	24,0	0
	Ленская ГТЭС (резервная)	-	-	
	Нюрбинская ДЭС (резервная)	6,5	6,5	6,5
	Вилюйская ДЭС (резервная)	10,7	10,7	10,7
	Верхне-Вилюйская ДЭС (резервная)	8,4	8,4	7,5
	Центральные электрические сети, всего	88,4	80,1	80,3
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	68,8	76,9	76,9
	ДЭС п. Эльдикан (резервная)	11,2	11,2	11,2
	ДЭС п. Солнечный (резервная)	16,0	16,0	16,0
	ДЭС п. Борогонцы (резервная)	10,0	10,0	10,0
	Таттинская ДЭС (резервная)	7,5	7,5	7,5
	Амгинская ДЭС (резервная)	5,7	5,7	5,7
	Бердигестяхская ДЭС (резервная)	5,0	7,5	7,5
	Хандыгская ДЭС (резервная)	13,4	13,4	13,4
	Чурапчинская РЭС (резервная)		5,6	5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС(включая Чульманскую ТЭЦ)	618,0	618,0	618
АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО), всего		50,7	42,3	н.д
из них:	ДЭС Нюрбинского ГОКа	21,6	21,5	н.д
АО «Сахаэнерго», всего		188,2	199,9	199,6
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		92,2	99,8	99,7
	ДЭС п.Тикси	10,1	10,1	10,1
	ДЭС п. Батагай	11,1	12,1	12,1
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,4	7,4
	ДЭС п. Зырянка	7,1	7,7	7,7
	ДЭС п. Угольное	5,8	5,8	5,8
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5	10,5
	ДЭС п. Черский	5,7	6,2	6,2
	ДЭС г. Среднеколымск	6,3	6,6	6,6
	ДЭС п. Чокурдах	7,8	7,8	7,8

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы		
		2015	2016	2017
1	2	3	4	5
	ДЭС п. Депутатский**	6,5	7,6	7,6
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	6,4	5,6	5,6
	ДЭС п. Оленек		5,0	5,0
электростанции мощностью ≤ 5 МВт		96,0	99,2	99,9
из них: возобновляемые источники энергии, всего		0,375	0,514	0,614
ОАО «Сургутнефтегаз»		177,5	176,8	н/д
в том числе:	Талаканская ГТЭС	135,0	135,0	135,0
	Талаканская ГПЭС	12,7	13,5	13,5
ПАО «Транснефть»	ДЭС	92,0	92	н/д
АО «Алмазы Анабара»	ДЭС	33,9	33,9	н/д
ООО "Бурэнерго"	ДЭС	25,8	47,5	н/д
ООО "Таас-Юрях Нефтегаздобыча"	ДЭС	20,0	20,0	н/д
ООО "ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ"	ДЭС	23,0	15,0	н/д
ОАО "ЯТЭК"	ДЭС	15,0	16,2	н/д
ООО "Эльгауголь"	ДЭС	11,5	11,5	н/д
ПАО "Селигдар"	ДЭС	4,7	5,7	н/д
Прочие компании	ведомственные электростанции	96,8	171,8	н/д
ИТОГО по республике		2853,3	2919,4	н/д

Примечание – * в 2015 г. мощность ДЭС в с. Чурапча и п. Оленек в суммирующей графе «электростанции мощностью > 5 МВт» не учитывалась; ** консервация

Источник: Формы Росстата 6-ТП данные предприятий (приложения к разделу 2).

Состав основного генерирующего оборудования по электростанциям с установленной мощностью более 5 МВт приведен в приложении 2.19.

2.9 Структура выработки электроэнергии

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2016 г. по сравнению с 2015 г. увеличилась на 3,5% и составила 9327 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, в 2016 г. выработали 8098 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 86,9% от суммарной выработки по республике (таблица 2.9.1). В 2017 г. выработка электроэнергии электростанциями, работающими в составе якутской энергосистемы, снизилась до 7925,3 млн кВт·ч.

Прирост выработки электроэнергии в республике в 2016 г. обусловлен ростом производства на всех электростанциях. Наиболее существенный рост наблюдался в децентрализованной зоне, особенно дизельными электростанциями АК «Транснефть», ООО «Бурэнерго», ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча», а также Талаканской ГТЭС и др. В 2017 г. наблюдается снижение выработки по сравнению с 2016 г. на всех электростанциях, работающих в составе якутской энергосистемы.

Таблица 2.9.1 – Изменение выработки электроэнергии в зоне централизованного и децентрализованного электроснабжения.

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2016 г., %
	2013	2014	2015	2016	2017	
<i>Электростанции, работающие в энергосистеме, всего, в том числе:</i>	7688	7627	7945,6	8098,3	7925,3	86,9
Якутская ГРЭС	1601,4	1608,1	1591,8	1601,8	1511,8	17,2
Якутская ГРЭС Новая	-	-	-	-	74,9	
Якутская ТЭЦ	51,8	56,9	52,8	54,9	53,7	0,6
Нерюнгринская ГРЭС + Чульманская ТЭЦ	3129,0	2998,8	3231,1	3279,5	3200,9	35,2
Виллюйские ГЭС-1,2	2056,7	2131,8	2236,0	2290,7	2268,8	24,6
Светлинская ГЭС	729,9	734,4	753,8	750,4	732,3	8,0
Центральные электросети	15,9	14,4	14,8	2,9	8,8	0,03
Западные электросети	6,4	5,7	3,8	1,3	2,4	0,01
ДЭС ПАО «Транснефть»*	96,9	76,9	61,5	116,8	71,6	1,3
<i>Децентрализованные электростанции, всего</i>	820	951	1060,5	1228,5	н.д.	13,2
<i>в том числе:</i>						
Электростанции АО «Сахаэнерго»	266,2	270,7	270,0	278,0	281,4	3,0
Талаканская ГТЭС	393,9	435,7	503,8	579,7	н.д.	6,2
Талаканская ГПЭС	11,3	13,9	13	12,1	н.д.	0,1
ДЭС ОАО «Сургутнефтегаз»	8,6	11,8	10,8	10,8	н.д.	0,1
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	75,7	74,1	73,9	71,3	н.д.	0,8
ДЭС ООО «Бурэнерго»	23,8	16,2	16,8	47,0	н.д.	0,5
ДЭС ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	н.д.	41,4	43,6	71,5	н.д.	0,8
ДЭС ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»	н.д.	н.д.	18,6	7,8	н.д.	0,1
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	16,4	15,0	15,9	16,8	н.д.	0,2
Прочие электростанции	24,1	72,2	94,1	133,5	н.д.	1,4
ИТОГО	8508	8578	9006,1	9326,8	н.д.	100,0

Примечание - * ДЭС для собственных нужд НПС-12,13,14, подключенных к энергосистеме
Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс данные предприятий (приложения к разделу 2)

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 2.9.2. За рассматриваемый период значительно возросла выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии и дизельных электростанций.

Таблица 2.9.2 – Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт·ч

Электростанция	Год					Изменение 2016/2015 гг., %
	2013	2014	2015	2016	2017	
Выработка электроэнергии, всего	8508	8578	9006,1	9326,8	н.д.	103,6
<i>в том числе:</i>						
ГЭС	2786,6	2866,2	2989,8	3041,1	3001,1	101,7
ТЭС	5192,4	5118,4	5397,8	5532,8	4841,4	102,5
ДЭС	528,9	593,3	618,3	751,9	н.д.	121,6
ВИЭ	0,1	0,1	0,2	0,95	1,07	475,0

Более 59% выработки электроэнергии приходится на тепловые электростанции (рисунок 2.9.1 а). Гидроэлектростанции в структуре выработки занимают 33%, автономные дизельные электростанции – 8%. Прирост выработки электроэнергии в 2016 г. по сравнению с 2015 г. наблюдался во всех генерирующих компаниях, функционирующих на территории республики, за исключением незначительного снижения АО «Вилойская ГЭС-3» и ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО) (таблица 2.9.3). Основными генерирующими компаниями являются ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС: на их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 42% и 35% соответственно (рисунок 2.9.1 б).

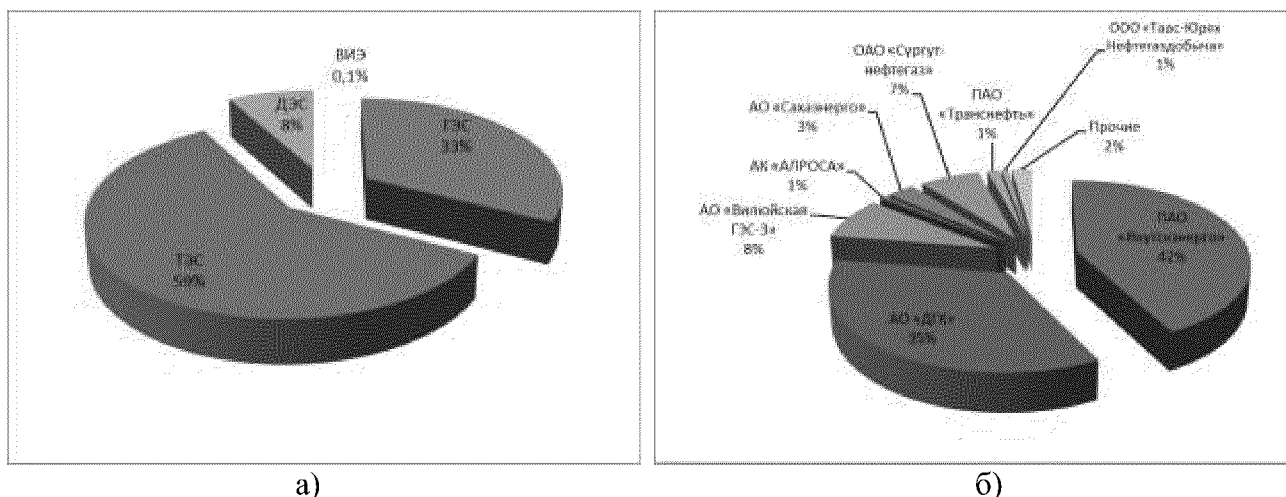


Рисунок 2.9.1 – Структура выработки электроэнергии:

а) по типам электростанций, б) по генерирующим компаниям (состояние 2016 г.)

Таблица 2.9.3 – Изменение выработки электроэнергии генерирующими компаниями, млн кВт·ч

Генерирующая компания	Год					Изменение 2016/2015 гг., %
	2013	2014	2015	2016	2017	
Выработка электроэнергии, всего,	8508	8578	9006,1	9326,8	н.д.	103,6
в том числе:						
ПАО «Якутскэнерго»	3732,1	3816,9	3899,2	3951,6	3920,5	101,3
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	3129,0	2998,8	3231,1	3279,5	3200,9	101,5
АО «Вилойская ГЭС-3»	729,9	734,4	753,8	750,4	732,3	99,5
АК «АЛРОСА» (ПАО)	75,7	74,1	73,9	71,3	н.д.	96,5
АО «Сахаэнерго»	266,2	270,7	270,0	278,0	281,4	103,0
ОАО «Сургутнефтегаз»*	413,8	461,4	527,6	602,6	н.д.	114,2
ПАО «Транснефть»	96,9	76,9	61,5	116,8	71,6	189,9
ООО «Бурэнерго»	23,8	16,2	16,8	47	н.д.	279,8
ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	н.д.	41,4	43,6	71,5	н.д.	164,0
Прочие	40,5	87,2	128,6	158,1	н.д.	122,9

Примечание - * включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и ДЭС

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, данные предприятий (приложения к разделу 2).

2.10 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2012–2016 гг. имеет положительную динамику и возросло на 9,4% – с 8,5 млрд кВт·ч в 2012 г. до 9,3 млрд кВт·ч в 2016 г. (таблица 2.10.1).

Таблица 2.10.1 – Баланс электроэнергии в республике, млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	8452	8509	8578	9006	9327
- ПАО «Якутскэнерго»	3799	3734	3817	3899	3952
- Нерюнгринская ГРЭС (АО «ДГК»)	3164	3129	2999	3231	3280
- АО «Вилуйская ГЭС-3»	650	730	734	754	750
- АО «Сахаэнерго»	261	266	271	270	278
- ПАО «Сургутнефтегаз»	359	414	461	528	603
- Прочие электростанции	219	236	296	324	464
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	162	162	159	163	163
- Магаданская область	146	147	143	147	149
- Чукотский АО	16	15	15	15	15
Отпуск за пределы республики (сальдо)	1489	1489	1358	1065	796
Потребление, всего, в том числе:	7125	7183	7378	8104	8694
- собственные нужды электростанций	483	486	474	481	496
- потери в электросетях	871	927	1045	1001	1001
- полезное потребление	5772	5770	5859	6622	7197

Источник: формы Росстата Электробаланс и 6-ТП за 2012-2016 гг., оценки ИСЭМ СО РАН

Темпы роста внутреннего потребления электроэнергии значительно выше по сравнению с ее производством: за прошедший пятилетний период потребление электроэнергии в республике увеличилось на 22,5% – с 7,1 млрд кВт·ч в 2012 г. до 8,7 млрд кВт·ч в 2016 г. (рисунок 2.10.1).

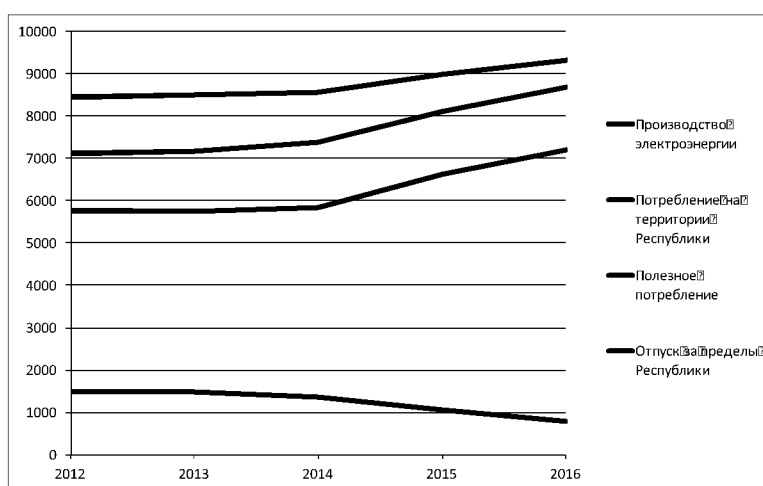


Рисунок 2.10.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии, млрд кВт·ч

Доля потерь в электрических сетях общего пользования в 2012–2016 гг. составляла 11–13%.

В отчетный период Западный и Центральный энергорайоны работали изолированно. Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока.

Западный энергорайон

Балансы мощности и электроэнергии Западного энергорайона за отчетный период приведены в таблицах 2.10.2 и 2.10.3 соответственно.

В период с 2012 по 2017 гг. Западный энергорайон оставался избыточным по электрической мощности. Мирнинская ГРЭС до 2017 находилась в холодном резерве, выведена из эксплуатации с 01.11.2017.

Таблица 2.10.2 – Балансы мощности Западного энергорайона на собственный час максимума, МВт

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПОТРЕБНОСТЬ						
Собственный максимум нагрузки	552	570	589	596	594	569
Переток в Иркутскую область					16	17
<i>Итого потребность</i>	552	570	589	596	611	586
ПОКРЫТИЕ						
<i>Установленная мощность, всего</i>	1109	1108	1096	1036	1010	985
Вилуйские ГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278	278
Мирнинская ГРЭС	72	72	60	48	24	0
Западные электросети	79	79	79	30	28	27
<i>Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего</i>	979	1008	1007	948	910	824
Вилуйские ГЭС 1-2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	174	213	200	202	202	118
Западные электросети	125	115	127	66	28	26
<i>Фактический резерв мощности</i>	427	438	418	352	300	238

Таблица 2.10.3 – Балансы электроэнергии Западного энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Выработка всего, в том числе:</i>	2796	2793	2872	2994	3042	3003
<i>ГЭС, всего, в том числе:</i>	2790	2787	2866	2990	3041	3001
Вилуйские ГЭС 1-2	2140	2057	2132	2236	2291	2269
Светлинская ГЭС	650	730	734	754	750	732
<i>Прочие источники</i>	6	9	6	4	1	2
<i>Проектная среднесрочная выработка ГЭС, в том числе:</i>	3969	3969	3969	3969	3969	3969
Вилуйские ГЭС 1-2	2857	2857	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	1112	1112	1112	1112	1112	1112
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	2796	2793	2872	2994	3042	2950
- собственные нужды	39	38	38	33	32	35
- потери в сетях	355	399	401	417	403	430
- полезное потребление	2402	2356	2432	2544	2607	2485
Переток в энергосистему Иркутской области						53
<i>Избыток (+)/дефицит (-) к проектной среднесрочной выработке</i>	1173	1176	1097	975	927	966

Центральный энергорайон

Балансы мощности и электроэнергии в Центральном энергорайоне за отчетный период приведены в таблицах 2.10.4, 2.10.5 соответственно.

Таблица 2.10.4 – Балансы мощности Центрального энергорайона, МВт

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПОТРЕБНОСТЬ						
Собственный максимум нагрузки	320	319	323	304	301	308
<i>Итого</i>	<i>320</i>	<i>319</i>	<i>323</i>	<i>304</i>	<i>301</i>	<i>308</i>
ПОКРЫТИЕ						
<i>Установленная мощность, всего</i>	<i>468</i>	<i>468</i>	<i>468</i>	<i>468</i>	<i>460</i>	<i>653</i>
Центральные электросети	88	88	88	88	80	80
Якутская ГРЭС	368	368	368	368	368	368
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая						193
<i>Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего</i>	<i>428</i>	<i>438</i>	<i>431</i>	<i>404</i>	<i>417</i>	<i>575</i>
Центральные электросети						
Якутская ГРЭС	416	426	419	392	405	383
Якутская ТЭЦ						180
Якутская ГРЭС Новая	12	12	12	12	12	12
<i>Фактический резерв мощности</i>	<i>108</i>	<i>119</i>	<i>108</i>	<i>101</i>	<i>116</i>	<i>267</i>

Таблица 2.10.5 – Балансы электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	<i>1653</i>	<i>1669</i>	<i>1679</i>	<i>1660</i>	<i>1660</i>	<i>1650</i>
<i>ТЭС, всего, в том числе:</i>	<i>1636</i>	<i>1653</i>	<i>1665</i>	<i>1645</i>	<i>1657</i>	<i>1641</i>
Якутская ГРЭС	1581	1601	1608	1592	1602	1512
Якутская ТЭЦ	55	52	57	53	55	54
Якутская ГРЭС Новая						75
Прочие источники	17	16	14	15	3	9
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	<i>1653</i>	<i>1669</i>	<i>1679</i>	<i>1660</i>	<i>1660</i>	<i>1650</i>
- собственные нужды	71	71	68	69	68	78
- потери в сетях	343	344	341	324	324	350
- полезное потребление	1239	1253	1270	1267	1267	1222

В период 2012–2017 гг. Центральный энергорайон оставался избыточным по электрической мощности.

Южно-Якутский энергорайон

Балансы мощности и электроэнергии Южно-Якутского энергорайона за отчетный период приведены в таблицах 2.10.6 и 2.10.7 соответственно.

В период 2012–2016 гг. Южно-Якутский энергорайон оставался избыточным по электрической мощности.

Таблица 2.10.6 – Балансы мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ПОТРЕБНОСТЬ						
Собственный максимум нагрузки	269	271	276	279	298	316
ПОКРЫТИЕ						
<i>Установленная мощность, всего</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
<i>Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего</i>	<i>580</i>	<i>618</i>	<i>406</i>	<i>618</i>	<i>618</i>	<i>618</i>
Нерюнгринская ГРЭС	532	570	358	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
-Дефицит (-)/ Избыток (+)	311	347	130	339	320	302

Таблица 2.10.7 – Балансы электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт·ч

Статья баланса	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Выработка, всего, в том числе:</i>	<i>3164</i>	<i>3129</i>	<i>2999</i>	<i>3231</i>	<i>3280</i>	<i>3201</i>
ТЭС, всего, в том числе:	3164	3129	2999	3231	3280	3201
Нерюнгринская ГРЭС	3078	3129*	2999*	3231*	3280*	3201
Чульманская ТЭЦ	86					
<i>Передача в энергосистему Амурской области (сальдо)</i>	<i>1489</i>	<i>1424</i>	<i>1333</i>	<i>1509</i>	<i>1366</i>	<i>н.д.</i>
<i>Электропотребление, всего, в том числе:</i>	<i>1675</i>	<i>1705</i>	<i>1667</i>	<i>1721</i>	<i>1913</i>	<i>н.д.</i>
- собственные нужды	368	368	355	370	383	н.д.
- потери в сетях	46	33	40	37	54	н.д.
- полезное потребление	1261	1304	1272	1314	1476	н.д.

Примечание:* - с учетом Чульманской ТЭЦ

2.11 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности

Энергоэффективность экономики характеризуется показателями энергоёмкости, электроёмкости, потреблением электроэнергии на душу населения и электровооружённостью труда.

Важными факторами, влияющими на энергоэффективность экономики, являются: удельный расход топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, снижение потерь электрической и тепловой энергии на передачу в электрических и тепловых сетях, коэффициенты полезного действия энергетических установок, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов, производительность труда и др.

Динамика основных показателей энергоэффективности по Республике Саха (Якутия) за период 2012–2016 гг. приведена в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Год					Среднегодовой темп роста, %
		2012	2013	2014	2015	2016	
ВРП в сопоставимых ценах (2012 г.)	млрд руб.	541,3	546,2	563,7	573,2	596,2	102,5
Численность населения на конец года	тыс. чел.	955,6	954,8	956,9	959,7	962,8	100,2
Среднегодовая численность занятого населения	тыс. чел.	482,9	482,1	482,1	482,7	483,4	100,0
Энергопотребление	тыс. т у.т.	8007	7948	7970	8117	8462	101,4
Электропотребление	млн кВт·ч	7126	7183	7378	8104	8694	105,2
Энергоемкость ВРП	кг у.т./тыс. руб.	14,79	14,55	14,14	14,16	14,19	99,0
Электроемкость ВРП	кВт·ч/тыс. руб.	13,17	13,15	13,09	14,14	14,58	102,6
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. кВт·ч/чел	7,46	7,52	7,71	8,44	9,03	105,0
Электровооруженность труда	тыс. кВт·ч/чел	14,76	14,90	15,30	16,79	17,98	105,1

Энергоемкость

Среднегодовой темп роста энергопотребления в республике за 2012–2016 гг. составил 101,4 %. На фоне более высоких среднегодовых темпов роста экономики (102,5 %) энергоемкость ВРП к концу периода по сравнению с 2012 г. снизилась на 4,05 % и составила 14,19 кг у.т./тыс. руб. Среднегодовой темп снижения энергоемкости ВРП составил 1,0 %, хотя с 2015 г. периода наблюдался рост этого показателя (рис. 2.11.1).

Наиболее энергоемким видом деятельности остается обрабатывающее производство. На фоне кризисных явлений с 2012 по 2016 гг. вклады обрабатывающего производства в ВРП и энергопотребление соответственно уменьшились на 30,9 и 16,3 %. Вследствие этого энергоемкость обрабатывающей промышленности увеличилась на 21,2 % от уровня 2012 г.

Снижение энергоемкости добывающей промышленности за рассматриваемый период обусловлено ростом вклада в ВРП в размере 17,6 % при снижении объема энергопотребления на 17,1 %.

Энергопотребление в строительстве увеличилось за период на 55,2 %, при этом вклад в ВРП снизился на 4,9 %, вследствие чего энергоемкость производства в данной отрасли увеличилась на 63 %.

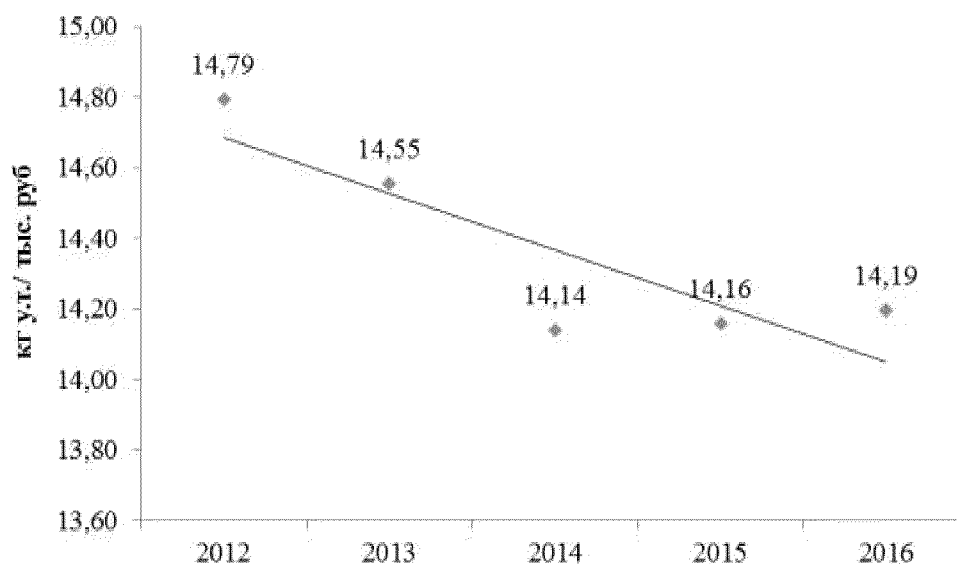


Рис. 2.11.1 – Динамика энергоемкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

В сельском хозяйстве энергоёмкость в зависимости от структуры производства и сезонных факторов характеризуется высокой неустойчивостью её динамики: в отдельные годы наблюдается то снижение, то рост (рис. 2.11.2). За период энергоёмкость отрасли выросла на 2,5 % при снижении вклада в ВРП на 3,5 %.



Рис. 2.11.2 – Энергоемкость по видам экономической деятельности конечного потребления, кг у.т. на 1000 руб.

Электроёмкость

Уровень электроёмкости производства валового регионального продукта в целом по республике за период 2012–2016 гг. вырос на 10,8 %. Значительный её рост произошёл в 2016 г. (до 14,58 кВт·ч на 1000 руб.), что было связано с расширением производственной деятельности и услуг в таких электроёмких

отраслях, как нефтепроводный транспорт, производство теплоэнергии с использованием электроотопления, жилищно-коммунальное хозяйство и др. (рис. 2.11.3).

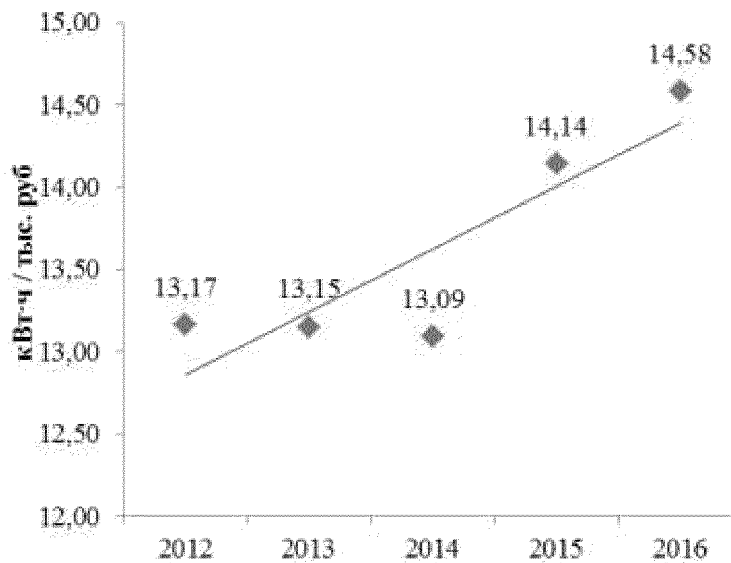


Рис. 2.11.3 – Динамика изменения электроемкости ВРП, кВт·ч на 1000 руб.

Среди отраслей промышленности наиболее электроемким является обрабатывающее производство. За данный период 2012-2016 гг. электроемкость выросла почти на 30% с 24,59 до 31,91 кВт·ч / тыс. руб (рис. 2.11.4). Рост электроемкости в обрабатывающем производстве за последние четыре года связан с низкими темпами роста производства ВРП (валовой добавленной стоимости), как следствие нестабильности спроса и неустойчивой динамики производства продукции при сохранении и незначительном росте уровня электропотребления.

Рост вклада в ВРП добывающей промышленностью опережал рост электропотребления, в результате чего происходило снижение электроемкости: с 2012 по 2016 г. она снизилась с 12,09 до 9,32 кВт·ч на 1000 руб. или на 22,8 %.

Электроемкость сельского хозяйства постоянно снижается из-за спада производства и электропотребления. Исключение составляет 2015 г., когда рост электропотребления по сравнению с предыдущим годом составил 11,0 % (вклад в ВРП снизился на 2,1 %), что привело к росту электроемкости на 14,7 %.

Электроемкость производства в строительной отрасли за первые четыре года рассматриваемого периода имела тенденцию к росту, но в 2016 г. по сравнению с предыдущим годом показала снижение на 15,4 %.

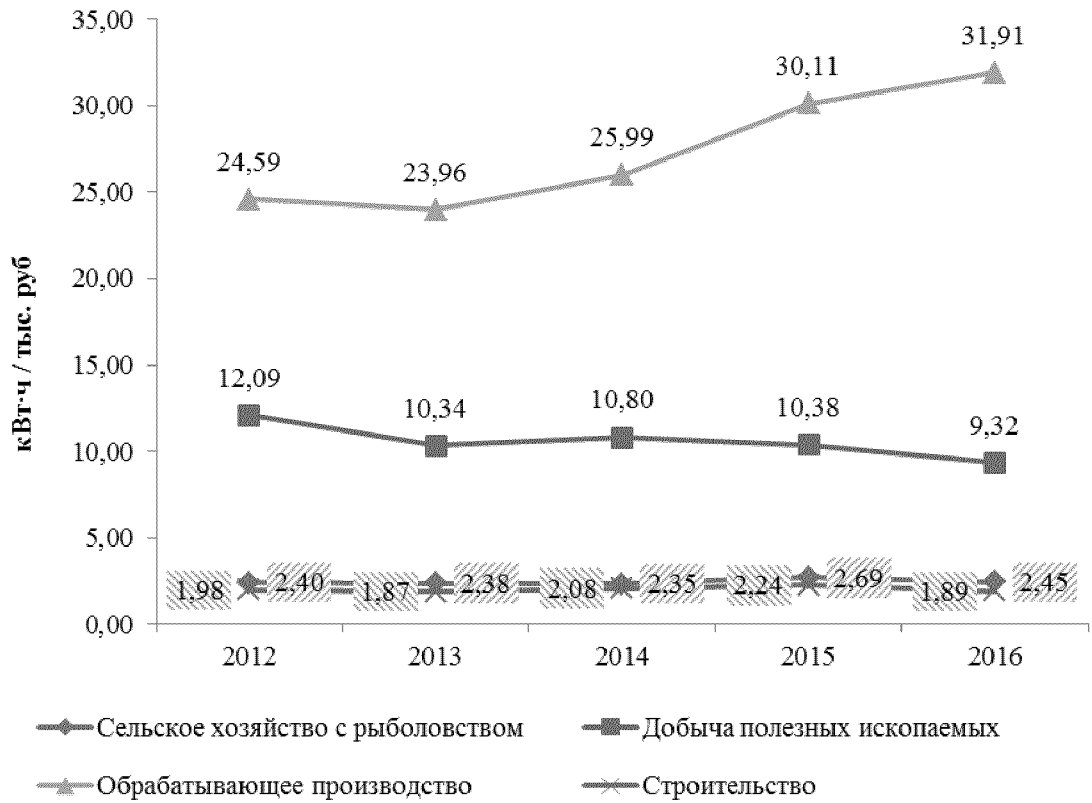


Рис. 2.11.4 – Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВт·ч на 1000 руб.

Потребление электроэнергии на душу населения

За рассматриваемый период население в республике увеличилось на 7,2 тыс. чел. (на 100,8 %) и составило на 01.01.2017 962,8 тыс. чел. Если на начало периода на одного человека приходилось 7,46 тыс. кВт·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 21 % и составило 9,03 тыс. кВт·ч в год. На фоне медленного прироста населения электропотребление в целом по республике в 2016 г. по сравнению с 2012 г. значительно выросло, примерно на 22 %. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 105,0 % (рис. 2.11.5).

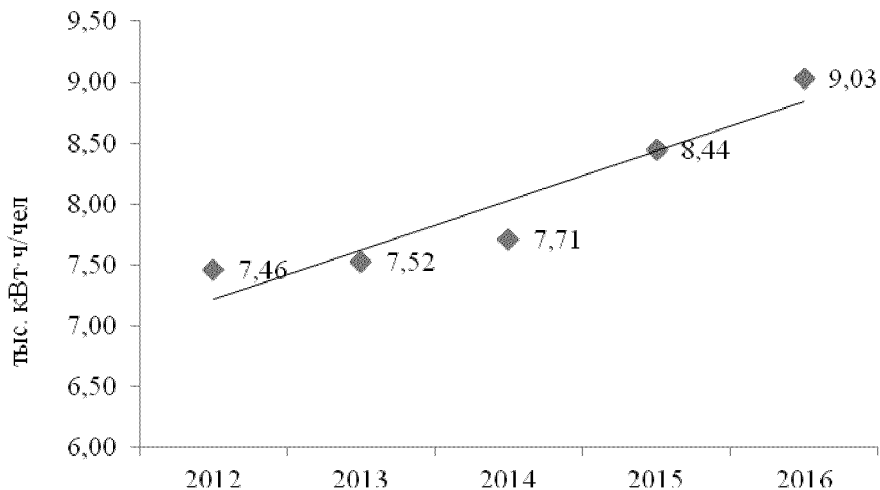


Рис. 2.11.5 – Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/ чел.

Электровооруженность труда в экономике

Электровооруженность труда в экономике растет за счет увеличения роста электропотребления при относительно неизменном количестве среднесписочной численности занятых в экономике. Среднегодовой темп роста занятого населения в экономике также не менялся. За рассматриваемый период электровооруженность выросла на 21,9 % и достигла 17,98 тыс. кВт·ч на одного занятого в экономике (рис. 2.11.6).

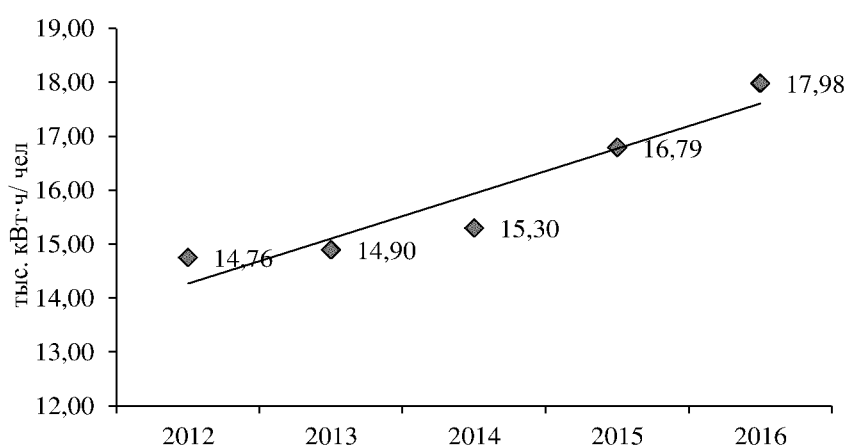


Рис. 2.11.6 – Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

По видам экономической деятельности наиболее высокая электровооруженность наблюдается в добывающей промышленности. Но за последние три года электровооруженность в данной отрасли неуклонно снижалась – с 59,4 до 52,3 тыс. кВт·ч на одного занятого в этой сфере. При этом электровооруженность добычи полезных ископаемых выше аналогичного показателя обрабатывающей промышленности в 3,9 раза.

В строительстве и сельском хозяйстве электровооруженность труда в последние три года рассматриваемого периода оставалась на одном и том же уровне: примерно 2,5 и 0,9 тыс. кВт·ч на одного занятого соответственно (рис. 2.11.7).

По транспорту и связи наблюдается резкое увеличение вооруженности труда. Если за четыре года с начала периода вооруженность труда увеличилась на 60,8 %, то в 2016 г. по сравнению с предыдущим годом увеличилась в 1,9 раз. Это в основном связано с перевозкой грузов для строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» на территории республики.



Рис. 2.11.7 – Электровооруженность труда по видам экономической деятельности, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике.

2.12 Основные характеристики электросетевого хозяйства 35 кВ и выше

В настоящем разделе приведены основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 35 кВ и выше.

Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС)

Перечень ЛЭП 35-220 кВ энергосистемы республики с указанием сводных данных по ним приведен в приложении 2.20.

В таблице 2.12.1 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.12.1 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «Якутскэнерго»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км		9319,3	1954,6	1306,1	395,8*	12975,8
% износа	Факт.	40	30	10	10	34
ЗЭС, км		4711,88	1437,1	1430,8	1149,3	8729,08
% износа	Факт.	30	40	25	55	34
Итого по ПАО «Якутскэнерго»		14031,18	3391,7	2736,9	1545,1	21704,88
% износа	Факт.	37	34	18	44	34

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

* - Общая протяженность ВЛ в габаритах 220 кВ, работающих на напряжении 110 кВ.

Средний процент износа ЛЭП на балансе ПАО «Якутскэнерго» исходя из нормативного срока службы и фактического срока эксплуатации составляет свыше 60%. Фактический износ ЛЭП по результатам обследований специалистов ПАО «Якутскэнерго» с учетом выполненных ремонтных и восстановительных работ составляет 34%.

В таблице 2.12.2 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДРСК».

Таблица 2.12.2 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2017)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		906,3	298,0	570,2	-	1774,5
% износа	Факт.	70	75,7	79,2	-	75,0

Из находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» 87,3% линий 110 кВ и 94,7% линий 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Процент износа ВЛ и ПС «Южно-Якутских электрических сетей» составляет:
линии электропередачи 110 кВ – 79,2%;
линии электропередачи 35 кВ – 75,7%.

Таким образом, наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Более 70% линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.12.3 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДВЭУК».

Таблица 2.12.3 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП АО «ДВЭУК» (состояние на 01.01.2017)

АО «ДВЭУК»		10 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		1,115	0,741	1813,791	1815,65
% износа	Факт.	н/д	н/д	н/д	н/д

Срок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе АО «ДВЭУК», составляет не более 8 лет, соответственно, фактический износ незначителен.

В таблице 2.12.4 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС» (приложение 2.21).

Таблица 2.12.4 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «ФСК ЕЭС»		220 кВ	Всего
Протяженность, км		2004,07	2004,07
% износа	Факт.	н/д	н/д

Срок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС», составляет не более 10 лет, соответственно, фактический износ незначителен.

В таблице 2.12.5 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.12.5 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Транснефть» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «Транснефть»		220 кВ	Всего
Протяженность, км		260	260
% износа	Факт.	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2 протяженностью 260 км, находящихся на балансе ПАО «Транснефть», был осуществлен в 2017 году, соответственно, износ отсутствует.

В наилучшем состоянии в целом по энергосистеме находятся линии электропередачи в деревянном исполнении постройки 1960-1970 гг. Наибольший износ имеют:

- ВЛ 220 кВ Районная – Мирный (Л-212);
- Отпайка на ПС Драга-201 (ЛО-165);
- Отпайка на ПС Драга-202 (ЛО-163);
- ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Удачная с отпайкой на ПС Карьер (Л-113) и ВЛ 110 кВ ГПП-6 – Удачная с отпайкой на ПС Карьер (Л-114);
- ВЛ 110 кВ Табага – Мохсоголлох с отпайками (Л-113);
- ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр (Л-103);
- ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта (Л-133а);
- ВЛ 110 кВ Юхта – Лебединый (Л-133);
- ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками (Л-104);
- ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ТДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская (Л-104);
- ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км (ВЛ 110 кВ ТДЭС – Безымянка (Л-112));

В связи с высоким износом ЛЭП в энергосистеме наблюдаются значительные проблемы в обеспечении электроэнергией потребителей:

- длительное время ремонтно-восстановительных работ;
- дополнительные затраты на ремонт и восстановление линий электропередачи;
- значительные объемы потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (18,82% в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2016 году).

Перечень подстанций 35-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в приложении 2.20.

В таблице 2.12.6 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.12.6 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/ 0,4 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	846,84	237	732,9		1834,07
	количество	2945	86	29		3011
% износа фактический		40	35	35		37

ЗЭС	мощность, МВА	438,12	272,0	1763	999,0	3464,45
	количество	1449	46	40	5	1489
% износа фактический		45	40	35	40	38
Итого ЯЭ	мощность, МВА	1284,96	509	2495,9	999,0	5298,52
	количество	4 394	132	69	5	4500
% износа фактический		40	38	35	40	38

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование ПАО «Якутскэнерго» имеют высокий процент износа – около 40 %.

В таблице 2.12.7 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.12.7 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2017)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	6-10/0,4 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	127,6	118,1	554,4	-	800,1
количество	281	17	19	-	317
% износа фактический	38,5	62,8	76,6	-	59,3

На территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») износ подстанций составляет 59,3 %.

В таблице 2.12.8 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе АО «ДВЭУК».

Таблица 2.12.8 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС АО «ДВЭУК» (состояние на 01.01.2017)

АО «ДВЭУК»	220 кВ	Всего
мощность, МВА	508	508
количество	10	10
% износа фактический	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию подстанций АО «ДВЭУК» произведен в 2013-2014 годах, соответственно, износ незначителен.

В таблице 2.12.9 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.12.9 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «ФСК ЕЭС»	220 кВ	110 кВ	35 кВ	Всего
мощность, МВА	702	32	20	754
количество	14	2	2	18
% износа фактический	н/д	н/д	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию большинства подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» произведен в 2011-2014 годах, соответственно, износ незначителен.

В таблице 2.12.10 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.12.10 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Транснефть» (состояние на 01.01.2017)

ПАО «Транснефть»	220 кВ	Всего
мощность, МВА	180	180
количество	6	6
% износа фактический	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию подстанций ПАО «Транснефть» выполнен в 2010-2014 годах, соответственно, износ незначителен.

Общая протяженность линий электропередачи 0,4-6-10 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 27559 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ и выше составляет 7530,96 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.12.11.

Таблица 2.12.11 – Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (состояние на 01.01.2017 г.)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
0,4-6-10 кВ	14938,6	1412,56
35 кВ	3689,7	647,1
110 кВ	3307,84	3082,3
220 кВ	5622,95	2389

Вводы новых и расширение существующих электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше за последние 5 лет

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше за период 2013–2017 годы с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.12.12.

Таблица 2.12.12 – Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компаниям	Год ввода	Протяженность / мощность
Западный энергорайон					
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Районная – Городская – НПС-12	АО «ДВЭУК»	2013	2х265,5 км
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13	АО «ДВЭУК»	2013	167 км
3	110 кВ	ПС 110 кВ Северная Нюя	ПАО «Якутскэнерго»	2013	6,3 МВА
4	35 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Тосу	ПАО «Якутскэнерго»	2013	1 МВА
5	35 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Сунтар-2	ПАО «Якутскэнерго»	2013	4 МВА
6	220 кВ	ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Городская	АО «ДВЭУК»	2014	2х63 МВА 2х63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		ВЛ 220 кВ Мирный – Городская – Пеледуй			458 км
7	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-11 с отп. от ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х1,85 км
8	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск с отп. на НПС-14 №1 и №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х100 км
10	110 кВ	Внешнее электроснабжение подземного рудника "Удачный" 2-ой этап: ПС 110/6 кВ ГПП-1 ВЛ 110 кВ ГПП-6 – ГПП-1	ПАО «Якутскэнерго»	2014	4х25 МВА 2х16 МВА
11	110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Нюрба	ПАО «Якутскэнерго»	2015	2х25 МВА
12	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Хатын-Урях	ПАО «Якутскэнерго»	2015	25 МВА
13	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2017	2х63 МВА
14	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2017	2х40 МВА
15	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
16	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
17	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-8	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
18	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2	ПАО «Транснефть»	2017	2х260 км
19	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-8 – НПС-9 №1 и №2	ПАО «Транснефть»	2017	2х96 км
20	110 кВ	ПС 110 кВ РНГ с отп. от ВЛ Заря – Таас-Юрях (Л-124)	АО «РНГ»	2017	2х25 МВА
Центральный энергорайон					
21	110 кВ	ПС 110 кВ Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2х25 МВА
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	2х28,4 км
23	35 кВ	ПС 35 кВ Ж/д станция Нижний Бестях	ПАО «Якутскэнерго»	2013	12,6 МВА
24	35 кВ	ПС 35 кВ Куохара	ПАО «Якутскэнерго»	2013	8 МВА
25	35 кВ	ВЛ 35 кВ Нижний Бестях – Ж/д станция	ПАО «Якутскэнерго»	2013	13,23 км
26	220 кВ	ПС 220 кВ Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х125 МВА 2х16 МВА
27	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Чурапча	ПАО «Якутскэнерго»	2014	16 МВА
28	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Павловск	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
29	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Павловск	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		трансформатора на ПС 35 кВ Михайловка			
30	110 кВ	ПС 110/10 кВ Намыв	ПАО «Якутскэнерго»	2017	2х25 МВА
31	110 кВ	Строительство участков с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками	ПАО «Якутскэнерго»	2017	2х9,94 км
32	110 кВ	Строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	ПАО «Якутскэнерго»	2017	2х5,63 км
33	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС Табага (габ.220) с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I и II цепь	ПАО «Якутскэнерго»	2017	2х31,72
34	110 кВ	Строительство участка от опоры №46А до ПС Табага с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага	ПАО «Якутскэнерго»	2017	2х24,39
35	110 кВ	Строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с отпайками	ПАО «Якутскэнерго»	2017	0,84
36	110 кВ	Переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	ПАО «Якутскэнерго»	2017	
Южно-Якутский энергорайон					
37	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	168,3 км
38	220 кВ	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отп. на НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2013	113,4 км
39	220 кВ	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отп. на НПС-16 №1 и №2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	263,16 км 262,86 км
40	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-19 с отп. ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	ПАО «ФСК ЕЭС»	2014	2х25 МВА 2х4,3 км
41	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ ЗИФ	АО «ДРСК»	2015	2,5 МВА
42	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2016	482,1 км
43	110 кВ	ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	2х16 МВА
44	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
45	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
46	110 кВ	замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	16 МВА
47	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
48	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
49	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2x40 МВА
50	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2x40 МВА

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

отсутствие магистральных межрегиональных электрических сетей;
наличие большого количества энергоисточников (изолированных в рамках одной энергосистемы) и ДЭС малой мощности;

энергоснабжение отдаленных районов за счет строительства ЛЭП неэффективно, а строительство генерирующих мощностей не обеспечивается существующей потребностью в электроэнергии;

значительная часть оборудования введена в строй более 30-40 лет назад;
эксплуатация электрооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;

наблюдаются значительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях (18,82% в электрических сетях ПАО «Якутскэнерго» в 2016 году);

неразвитость сетевой инфраструктуры, низкий территориальный охват.

2.13 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) имеет внешние электрические связи с Амурской, Иркутской и Магаданской энергосистемами, а также с Чаун-Билибинским энергоузлом Чукотского автономного округа. Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 2.13.1.

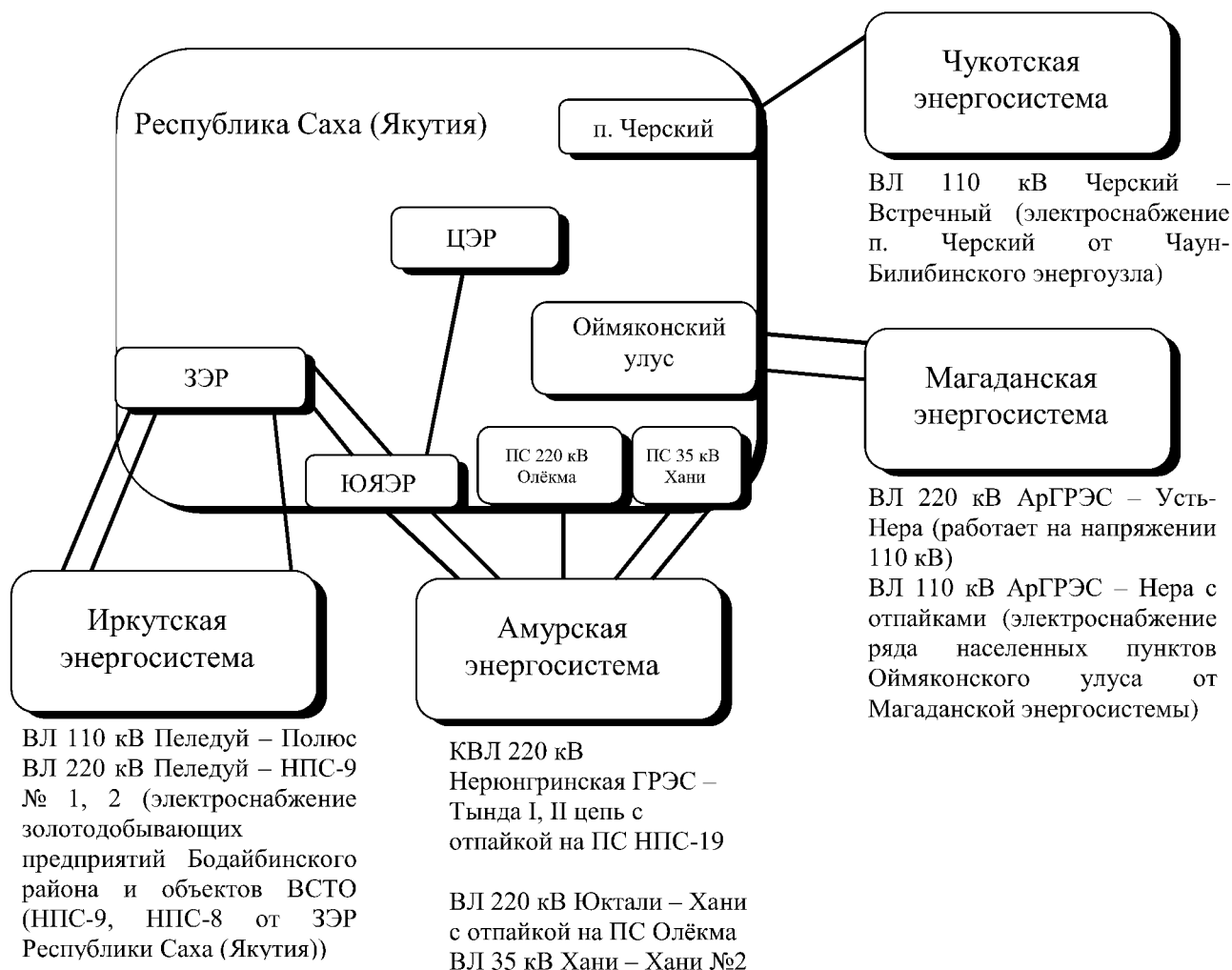


Рисунок 2.13.1 – Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия)

Южно-Якутский энергорайон имеет связь с ОЭС Востока по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 (Амурская энергосистема) протяженностью 192,06 км и 191,99 км соответственно. По данным КВЛ осуществляется передача части электрической мощности, вырабатываемой Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ (до 173 МВт по данным зимних контрольных замеров 2016 г. (28% от установленной мощности)) на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока, и передача мощности в Южно-Якутский энергорайон из энергосистемы Амурской области. Динамика поставок электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона в Амурскую энергосистему ОЭС Востока в рассматриваемый период приведена в таблице 2.13.1.

Кроме того, Республика Саха (Якутия) имеет электрическую связь с энергосистемой Амурской области по ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС 220 кВ Олёкма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани №2. Географически указанные ВЛ частично проходят по территории Республики Саха (Якутия), технически ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Олёкма, ПС 35 кВ Хани работают в энергосистеме Амурской области.

Таблица 2.13.1 – Динамика передачи электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) в Амурскую энергосистему ОЭС Востока

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Передача в ОЭС Востока, млн кВт·ч	1488	1424	1332	1509	1366,1	1265,6
Прирост передачи, млн кВт·ч	-24,9	-64	-92	177	-140	-100,5
Годовые темпы прироста, %	-1,6	-4,3	-6,5	13,3	-9,3	-7,3

С 2012 по 2014 г. ежегодно происходило незначительное снижение объемов поставок электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона в ОЭС Востока (в 2012 г. – на 1,6%, в 2013 г. – на 4,3%, в 2014 г. – на 6,5%). Прирост передачи в 2015 г. составил 177 млн кВт·ч или 13,3%, таким образом, объемы поставок в 2015 г. вернулись на уровень 2011 г. В 2016 и 2017 годах вновь фиксируется снижение передачи.

В 2014 г. после завершения строительства ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-14 № 1,2 и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-16 № 1,2 выполнена электрическая связь Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В настоящее время энергорайоны работают несинхронно, точка раздела выполнена у шин ПС 220 кВ НПС-15. Синхронная работа Западного и Южно-Якутского энергорайонов с включением Западного энергорайона в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрена с 01.01.2019 (приложение 4.3.7).

Центральный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя, нормально отключенной на данный момент. После завершения строительства заходов ВЛ 35, 110 кВ на ПС 220 кВ Майя для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго» (планируемый срок ввода заходов – IV квартал 2018 г.) намечается включение на параллельную работу Центрального и Южно-Якутского энергорайонов. Синхронная работа указанных энергорайонов с включением Центрального энергорайона в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрена с 01.01.2019 (приложение 4.3.7).

В марте 2016 г. осуществлен ввод в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос. ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос до площадки строительства ПС 220 кВ Сухой Лог выполнена в габаритах 220 кВ. В 2018 году планируется строительство второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, подключение ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полнос на проектное напряжение 220 кВ, строительство ВЛ 220 кВ

Сухой Лог – Мамакан № 1, 2. После ввода в эксплуатацию вышеуказанного электросетевого комплекса завершится формирование восточной стороны кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – Пеледуй.

В 2017 году выполнено расширение ПС 220 кВ Пеледуй для подключения ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9, строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 с ПС 220 кВ НПС-9. Кроме того в 2017 году ПС 110 кВ НПС-8, расположенная на территории Иркутской области, которая ранее обеспечивалась электроэнергией от Талаканской ГТЭС по двум одноцепным ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Талаканская ГТЭС – НПС-8, переведена на проектное напряжение 220 кВ и подключена от ПС 220 кВ НПС-9 по ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8. Соответственно, со стороны ПС 220 кВ Пеледуй организован транзит: ПС 220 кВ Пеледуй – ПС 220 кВ НПС-9 – ПС 220 кВ НПС-8.

Со стороны ПС 500 кВ Усть-Кут осуществлен ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 с ПС 220 кВ НПС-6 и ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7. Строительство участка от ПС 220 кВ НПС-7 до ПС 220 кВ НПС-8 осуществляется ПАО «ФСК ЕЭС» с вводом в 2018 году.

Таким образом, после ввода в эксплуатацию ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-8 образуется новая связь энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири с соответствующим замыканием кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут – НПС-8 – Пеледуй с учетом строительства второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, 2.

Электроснабжение п. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский (110/6 кВ) по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский протяженностью 224,7 км от Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. Эксплуатацию вышеуказанных объектов осуществляет собственник объектов – АО «Чукотэнерго» (рисунок 2.13.1).

От энергосистемы Магаданской области по двум одноцепным ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера протяженностью 187 км (одна из которых выполнена в габаритах 220 кВ) осуществляется электроснабжение потребителей Оймяконского улуса (района) Республики Саха (Якутия) (ПС 110 кВ Усть-Нера).

Обслуживание ПС 110 кВ Усть-Нера с ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера осуществляется собственником объектов – ПАО «Магаданэнерго».

2.14 Топливный баланс электростанций и котельных (состояние 2016 г.)

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2016 г. составил около 4,9 млн т у.т., в том числе угля 2,2 млн т у.т., природного и попутного газа – около 2,2 млн т у.т. (таблица 2.14.1). В структуре потребления топлива 45,7% приходится на уголь, 44,6% – на природный газ.

Таблица 2.14.1 – Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т. (состояние 2016 г.)

Топливо	Итого	в том числе:	
		ТЭС	котельные
Уголь	2236,1	1450	786,1
Нефть (включая газоконденсат) и нефтепродукты (кроме дизельного топлива)	291	45,2	245,8
Дизельное топливо	176,9	161,8	15,1
Природный и попутный газ	2183,1	1481,4	701,7
Древесина	6	0	6
Всего	4893,1	3138,4	1754,7

Источник: по данным формы Росстата 4-ТЭР за 2016 г.

На тепловых электростанциях в 2016 г. потреблено 3138,4 тыс. т у.т. топлива, из которых 47,2 % приходится на газ (природный и попутный), 46,2 % – на уголь. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 6,6 % (рисунок 2.14.1).

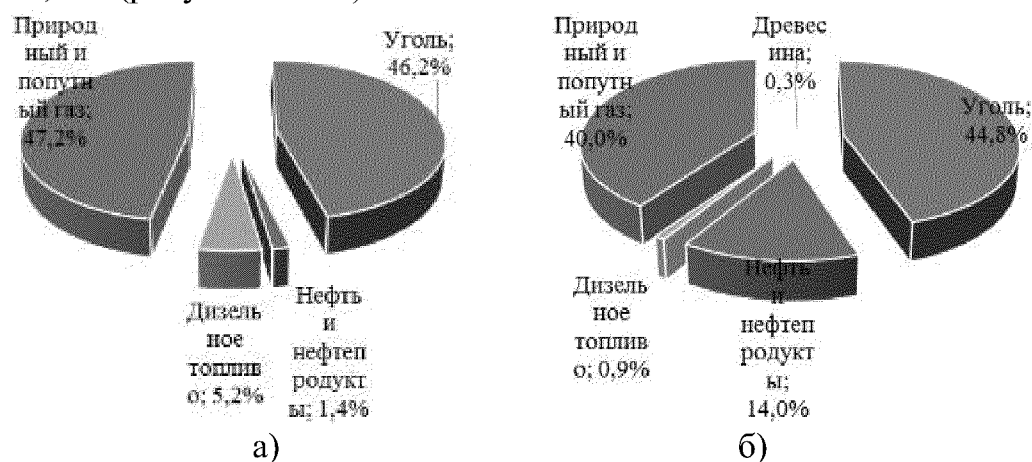


Рисунок 2.14.1 – Структура потребления топлива в 2016 г. а) ТЭС, б) котельные, %

В котельных в 2016 г. было потреблено 1754,7 тыс. т у.т. топлива, из которых 44,8% приходится на уголь, 40,0% – на газ, 15,2% – на нефтепродукты и прочие виды топлива.

2.15. Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2012–2016 гг.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2012-2016 гг. увеличилась на 42,1% – с 23940 до 34027 тыс. т у.т. (рисунок 2.15.1). Значительный рост производства был обеспечен, в основном, за счет увеличения добычи нефти и угля в 1,5 и 1,45 раза соответственно.

За период 2012–2016 гг. структурные изменения происходят в сторону увеличения добычи угля с 45,0 до 45,9% и нефти с 40,7 до 42,9%. При этом доля природного газа снизилась с 12,6 до 10,0%. За счет этого в структуре добычи (производства) несколько снизилась доля гидроэнергии (0,33 процентного пункта). Важно отметить, что за данный период объемы выработки электроэнергии

нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии достигли почти 1 млн кВт·ч.

Потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике за рассматриваемый период увеличилось на 5,7% – с 8007 до 8462 тыс. т у.т. Потребление угля за период выросло на 2,2%, средний темп роста – 0,6%. Потребление природного газа увеличилось на 12,7%, в основном за счет увеличения потребления природного и попутного нефтяного газов как котельно-печного топлива на электростанциях (рост составил 17,6%). Потребление нефтепродуктов сократилось на 8,8%, сырой нефти и газоконденсата – увеличилось на 17,1%, в структуре потребления данный рост составил 0,6 процентных пункта.

В таблицах 2.15.1-2.15.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ¹³.

¹³ Приказ Министерства энергетики РФ от 14.12.2011 г. №600 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»

Таблица 2.15.1 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2012 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Производство энергетических ресурсов	1	10777	9735		3014	71	343			23940
Ввоз	2	69		1763				20		1851
Вывоз	3	-8071	-9309					-183		-17563
Изменение запасов	4	105	-6	123	0	0	0	0	0	221
Потребление первичной энергии	5	2670	433	1640	3014	71	343	-163	0	8007
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-988	-4	-133	-893	0	-343	1040	0	-1321
Производство тепловой энергии	8	-1151	-287	-15	-1066	-13		-85	2082	-534
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-374		-3	-365				698	-44
<i>Котельные</i>	8.2.	-777	-287	-12	-701	-13			1311	-479
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-85	74	-11
Преобразование топлива	9		-126	63	-20					-83
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-126	43						-83
<i>Переработка газа</i>	9.2.			20	-20					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-38		-38
Потери при передаче	11	-232						-107	-425	-764
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-473					-473
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	300	16	1555	561	58	0	646	1657	4794
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,1	0,0	6,7	4,0	1,7	0,0	3,8	6,9	25
Промышленность	15	229,9	0,6	696,9	118,6	2,8	0,0	381,0	476,1	1906
Строительство	16	4,2	0,0	45,7	7,2	0,0	0,0	13,4	35,0	106
Транспорт и связь	17	26,3	2,0	478,9	61,0	0,2	0,0	47,1	43,6	659
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	35,8	13,3	71,6	105,1	13,5	0,0	98,7	327,5	666
Население	19	1,8	0,0	255,6	265,1	39,5	0,0	102,5	768,2	1433

Таблица 2.15.2 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2013 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Производство энергетических ресурсов	1	10813	10937		3120	103	343			25316
Ввоз	2	60		1318				20		1398
Вывоз	3	-8179	-10512					-183		-18874
Изменение запасов	4	105	-15	-198	0	0	0	0	0	-108
Потребление первичной энергии	5	2589	440	1517	3120	103	343	-163	0	7948
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-979	-5	-149	-953	0	-343	1047	0	-1382
Производство тепловой энергии	8	-1171	-266	-16	-1046	-11		-83	2061	-532
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-358		-1	-362				679	-41
<i>Котельные</i>	8.2.	-814	-266	-15	-684	-11			1310	-480
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-83	72	-11
Преобразование топлива	9		-134	75	-23					-82
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-134	52						-82
<i>Переработка газа</i>	9.2.			23	-23					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-67		-67
Потери при передаче	11	-141						-114	-436	-691
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-555					-555
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	298	35	1427	542	92	0	620	1625	4639
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,3	0,0	7,8	3,4	1,0	0,0	3,7	6,6	25
Промышленность	15	224,2	0,6	641,4	156,8	1,2	0,0	340,6	448,4	1813
Строительство	16	4,5	0,2	41,6	7,2	0,0	0,0	10,9	23,6	88
Транспорт и связь	17	25,0	27,2	380,4	64,2	0,5	0,0	48,2	49,7	595
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	41,2	6,8	61,8	46,6	11,5	0,0	91,5	329,5	589
Население	19	0,6	0,0	294,2	263,8	77,6	0,0	124,6	767,6	1528

Таблица 2.15.3 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2014 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Производство энергетических ресурсов	1	10988	12623		3261	66	353			27290
Ввоз	2	73		1537				19		1630
Вывоз	3	-8655	-12170					-167		-20992
Изменение запасов	4	-152	5	106	0	-1	0	0	0	-42
Потребление первичной энергии	5	2558	449	1431	3261	66	353	-148	0	7970
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-946	-5	-152	-937	0	-353	1055	0	-1337
Производство тепловой энергии	8	-1152	-234	-18	-1068	-9		-78	2085	-473
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>8.1.</i>	<i>-371</i>		<i>-2</i>	<i>-366</i>				<i>683</i>	<i>-57</i>
<i>Котельные</i>	<i>8.2.</i>	<i>-780</i>	<i>-234</i>	<i>-16</i>	<i>-702</i>	<i>-9</i>			<i>1335</i>	<i>-406</i>
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	<i>8.3.</i>							<i>-78</i>	<i>67</i>	<i>-10</i>
Преобразование топлива	9		-158	105	-23					-76
<i>Переработка нефти</i>	<i>9.1.</i>		<i>-158</i>	<i>82</i>						<i>-76</i>
<i>Переработка газа</i>	<i>9.2.</i>			<i>23</i>	<i>-23</i>					<i>0</i>
<i>Обогащение угля</i>	<i>9.3.</i>									<i>0</i>
Собственные нужды	10							-74		-74
Потери при передаче	11	-175						-129	-476	-780
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-619					-619
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	285	51	1366	614	57	0	627	1609	4610
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,1	0,0	7,6	3,2	0,9	0,0	3,7	6,4	24
Промышленность	15	221,2	0,0	568,6	225,5	1,1	0,0	361,8	326,8	1705
Строительство	16	3,9	0,2	42,6	1,4	0,0	0,0	11,1	24,8	84
Транспорт и связь	17	25,6	44,9	320,9	61,3	0,2	0,0	62,8	41,5	557
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	31,4	6,2	73,1	41,8	9,7	0,0	77,5	439,0	679
Население	19	1,0	0,0	353,2	280,8	45,2	0,0	110,6	770,1	1561

Таблица 2.15.4 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2015 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Производство энергетических ресурсов	1	13595	13661		3248	40	368			30911
Ввоз	2	81		1495				75		1651
Вывоз	3	-11033	-13192					-186		-24411
Изменение запасов	4	-28	13	50	0	-1	0	0	0	34
Потребление первичной энергии	5	2671	456	1445	3248	41	368	-111	0	8117
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1029	-5	-171	-1037	0	-368	1108	0	-1502
Производство тепловой энергии	8	-1141	-242	-14	-1024	-8		-80	2036	-474
<i>Теплоэлектростанции</i>	<i>8.1.</i>	<i>-355</i>		<i>-3</i>	<i>-356</i>				<i>659</i>	<i>-55</i>
<i>Котельные</i>	<i>8.2.</i>	<i>-785</i>	<i>-242</i>	<i>-11</i>	<i>-668</i>	<i>-8</i>			<i>1308</i>	<i>-408</i>
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	<i>8.3.</i>							<i>-80</i>	<i>70</i>	<i>-10</i>
Преобразование топлива	9		-162	121	-26					-67
<i>Переработка нефти</i>	<i>9.1.</i>		<i>-162</i>	<i>96</i>						<i>-67</i>
<i>Переработка газа</i>	<i>9.2.</i>			<i>25</i>	<i>-26</i>					<i>0</i>
<i>Обогащение угля</i>	<i>9.3.</i>									<i>0</i>
Собственные нужды	10							-50		-50
Потери при передаче	11	-220						-123	-450	-793
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-592					-592
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	281	46	1380	569	33	0	744	1586	4639
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,5	0,0	7,3	3,6	0,8	0,0	4,1	7,1	25
Промышленность	15	214,1	0,0	538,3	170,1	1,1	0,0	427,4	364,2	1715
Строительство	16	3,0	0,1	60,1	21,2	0,1	0,0	12,2	28,7	126
Транспорт и связь	17	30,2	37,9	331,7	67,3	0,5	0,0	77,7	59,6	605
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	30,4	7,8	105,7	41,0	10,2	0,0	111,5	352,3	659
Население	19	0,7	0,0	337,4	266,1	20,1	0,0	110,8	773,8	1509

Таблица 2.15.5 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2016 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Производство энергетических ресурсов	1	15604	14615		3397	37	374			34027
Ввоз	2	69		1563				97		1729
Вывоз	3	-12860	-14096					-175		-27131
Изменение запасов	4	85	11	68	0	-1	0	0	0	164
Потребление первичной энергии	5	2728	507	1495	3397	38	374	-78	0	8462
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1085	-39	-167	-1118	0	-374	1147	0	-1635
Производство тепловой энергии	8	-1151	-242	-20	-1065	-6		-67	2053	-499
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-365		-2	-364				669	-62
<i>Котельные</i>	8.2.	-786	-242	-18	-702	-6			1326	-429
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-67	59	-9
Преобразование топлива	9		-193	114	-12					-91
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-193	102						-91
<i>Переработка газа</i>	9.2.			12	-12					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-74		-74
Потери при передаче	11	-222						-123	-448	-792
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-655					-655
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	270	33	1422	547	32	0	805	1606	4716
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,8	0,0	6,0	5,6	0,7	0,0	3,7	7,1	25
Промышленность	15	208,6	0,0	496,5	113,2	1,3	0,0	407,6	354,7	1582
Строительство	16	1,9	0,0	102,3	27,3	0,0	0,0	12,2	20,3	164
Транспорт и связь	17	33,7	26,9	353,8	58,9	0,5	0,0	152,2	60,6	687
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	23,5	6,2	132,4	47,1	11,2	0,0	116,1	370,8	707
Население	19	0,8	0,0	331,1	295,2	18,3	0,0	113,7	792,4	1551

Объем конечного потребления за период сократился на 1,6%. Преобладающими видами ТЭР в конечном потреблении являются теплоэнергия, нефтепродукты, и в меньшей мере, электроэнергия и природный газ. За период 2012-2016 гг. потребление электроэнергии выросло на 24,6%, её рост в структуре конечного потребления составил с 13,5 до 17,1%.

Основную долю в структуре конечного потребления по видам экономической деятельности занимают промышленное производство и потребление населением. Доля промышленности сократилась с 39,8 до 33,5%, а по другим видам, кроме сельского хозяйства, доля потребления увеличилась: строительства – с 2,2 до 3,5%; транспорта и связи – с 13,7 до 14,6%; сферы услуг и прочих видов деятельности – с 13,9 до 15,0% и населения – с 29,9 до 32,9%.

Потребление нефтепродуктов по видам экономической деятельности имеет следующую структуру. Основу потребления нефтепродуктов составляет промышленное производство, хотя за период его доля сократилась с 44,8 до 34,9% за счет роста доли потребления моторного топлива населением в 1,3 раза. Также растет доля строительства с 2,9 до 7,2% и социальной сферы и услуг – с 4,6 до 9,3%. По транспорту и связи, напротив, происходит снижение доли в потреблении нефтепродуктов с 30,8 до 24,9%.

В структуре электропотребления по видам экономической деятельности значительную долю занимает промышленность, однако за период её доля сократилась с 58,9 до 50,6%. Электропотребление транспорта и связи увеличилось в 3,2 раза, его доля – с 7,3 до 18,9%. Доли строительства, сферы услуг и населения в структуре конечного электропотребления сократились на 0,6, 0,9, 1,8 процентных пунктов соответственно и составили к концу периода 1,5, 14,4 и 14,1%.

Объем потребляемой теплоэнергии уменьшился за счет сокращения потребления промышленностью и строительством. Причиной уменьшения можно объяснить переходом промышленных предприятий на собственную генерацию, что отразилось на снижении доли промышленности в структуре конечного теплопотребления с 28,7 до 22,1%. Вследствие этого структурные изменения потребления произошли в транспорте и связи, сфере услуг и прочих видов деятельности, а также у населения в сторону увеличения.

Единый топливно-энергетический баланс, а также анализ изложены в приложении 2.22.

3 ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

3.1. Особенности функционирования энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Недостаток пропускной способности электрических сетей 35 кВ и выше

В таблицы 3.1.1-3.1.3 включены крупные узлы нагрузки с одним силовым трансформатором (либо двумя силовыми трансформаторами при отключении одного из трансформаторов), в которых по результатам мониторинга фактической загрузки по результатам зимнего контрольного замера потокораспределения 2017 года выявлен перегруз силового трансформатора, который невозможно устранить резервированием с других центров питания, либо реализацией иных схемно-режимных мероприятий.

Таблица 3.1.1 – Перечень ПС Западного энергорайона

Муниципальное образование (улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА**	Загрузка в замерный день, МВА*
Сунтарский	ПС 220 кВ Сунтар	63	110,3
Мирнинский	ПС 220 кВ Фабрика №3	16	29,9
Верхневиллюйский	ПС 110 кВ Верхневиллюйск	6,3	4,8
Виллюйский	ПС 110 кВ Виллюйск	6,3	8,1
Сунтарский	ПС 110 кВ Тойбохой	6,3	10
Верхневиллюйский	ПС 35 кВ Далыр	1	1,31
Олекминский	ПС 35 кВ Каландарашвили	1	1,46
Сунтарский	ПС 35 кВ Крестях	1	1,11
Верхневиллюйский	ПС 35 кВ Намцы	1	1,3
Нюрбинский	ПС 35 кВ НДЭС	2,5	3,3
Олекминский	ПС 35 кВ Нерюктяй	1,6	1,85
Сунтарский	ПС 35 кВ Сунтар-2	6,3	12,755
Виллюйский	ПС 35 кВ Тербяс	1	1,28
Сунтарский	ПС 35 кВ Усун-Кель	1,6	3,27
Верхневиллюйский	ПС 35 кВ Хоро	1	1,88

* в соответствии с данными, предоставленными ПАО «Якутскэнерго» (приложение 3.1). Замеры по ПС 110 кВ Верхневиллюйск, ПС 110 кВ Виллюйск, ПС 110 кВ Тойбохой, ПС 220 кВ Сунтар, ПС 220 кВ Фабрика №3 – по данным СЭР ЯРДУ

** без учета аварийно-допустимой и длительно-допустимой нагрузки оборудования, разрешенной по данным собственника

Таблица 3.1.2 – Перечень ПС Центрального энергорайона

Муниципальное образование (город, улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА**	Загрузка в замерный день, МВА*
г. Якутск	ПС 110 кВ Восточная	25	27,83
г. Якутск	ПС 110 кВ Хатын-Урях	41	41,7

Муниципальное образование (город, улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА**	Загрузка в замерный день, МВА*
г. Якутск	ПС 110 кВ Радиоцентр	10	14,5
г. Якутск	ПС 110 кВ Северная	16	18,9
Амгинский улус	ПС 110 кВ Сулгачи	6,3	9,5
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Майя	4	4,36
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Табага	1	1,17
г. Якутск	ПС 35 кВ Жатай	4	8,2
г. Якутск	ПС 35 кВ Марха	6,3	9,905
Амгинский улус	ПС 35 кВ Амга	2,5	5,64
Амгинский улус	ПС 35 кВ Бютейдах	1	1,29
Хангаласский улус	ПС 35 кВ Жемкон	1	1,33
Усть-Алданский улус	ПС 35 кВ Кептени	1	1,15
Томпонский район	ПС 35 кВ Крест-Хальджай	1	1,17
Намский улус	ПС 35 кВ Намцы	4	5,16
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Павловск	1	1,09
Мегино-Кангаласский улус	ПС 35 кВ Тюнгюлю	1,6	1,98
Намский улус	ПС 35 кВ Хатырык	1	1,11

* в соответствии с данными, предоставленными ПАО «Якутскэнерго» (приложение 3.1). Замеры ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Набережная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Хатын-Урях, ПС 110 кВ Радиоцентр, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Борогонцы, ПС 110 кВ Сулгачи – по данным СЭР ЯРДУ

** без учета аварийно-допустимой и длительно-допустимой нагрузкой оборудования, разрешенной по данным собственника

Таблица 3.1.3 – Перечень ПС Южно-Якутского энергорайона

Муниципальное образование (улус)	Наименование ПС	Пропускная способность с учетом критерия (n-1), МВА**	Загрузка в замерный день, МВА*
Алданский	ПС 110 кВ Алдан	16	18,699
Алданский	ПС 110 кВ Верхний Куранах	2,5	3,414
Алданский	ПС 35 кВ Восточная	6,3	7,096

* в соответствии с данными, предоставленными АО «ДРСК».

** без учета аварийно-допустимой и длительно-допустимой нагрузкой оборудования, разрешенной по данным собственника

Несоответствие отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания

Для определения соответствия отключающей способности оборудования расчетным токам короткого замыкания выполнено сравнение существующих величин ТКЗ в сети 110 кВ и выше и номинальных параметров выключателей. Результаты приведены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Сравнение отключающей способности выключателей токам короткого замыкания

№ п/п	Наименование подстанции	U _{ном} СШ, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Условие проверки
Западный энергорайон Республики Саха (Якутия)							
1	ПС 220 кВ ГПП-6	220	1,899	2,433	У-220-2000-25 У1	25	2,433<25
2	ПС 220 кВ ГПП-6	110	1,624	0,377	МКП-110М-1000-20 У1	20	1,624<20
3	ПС 220 кВ Айхал	220	2,319	2,580	У-220-10	26,3	2,319<26,3
4	ПС 220 кВ Айхал	110	3,918	4,141	МКП-110М	20	4,141<20
					ВМТ-110	25	4,141<25
5	Вилюйская ГЭС-1,2	220	8,891	11,374	ВВБ-220Б-31,5/2000 У1	31,5	11,374<31,5
					ВВД-220Б	40	11,374<40
6	ПС 220 кВ Чернышевская - 2	220	8,025	9,151	У-220-10	25	9,151<25
7	ПС 220 кВ Районная	220	5,281	5,601	НРЛ 245В1 ХЛ1	63	5,601<63
					ВМТ-220Б-25/1250 УХЛ1	25	5,601<25
8	ПС 220 кВ Районная	110	2,106	2,431	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	2,431<25
9	Светлинская ГЭС	220	4,582	5,557	ELK SD 14	63	5,557<63
10	ПС 220 кВ Сунтар	220	1,528	1,581	НРЛ 245В1	63	1,581<63
11	ПС 220 кВ Сунтар	110	1,364	1,543	ЛТВ 145 D1/В	40	1,543<40
12	ПС 220 кВ Олекминск	220	1,122	1,368	ВЭБ-220-П-50/2500 ХЛ1	50	1,368<50
13	ПС 220 кВ Городская	220	2,039	2,482	ВЭБ-220	50	2,482<50
14	ПС 220 кВ Городская	110	2,120	2,683	ВЭБ-110	40	2,683<40
15	ПС 220 кВ Пеледуй	220	1,222	1,450	ВЭБ-220-П-50/2500 УХЛ1	50	1,450<50
16	ПС 220 кВ Пеледуй	110	1,333	1,658	ВЭБ-110	40	1,658<40
17	ПС 220 кВ НПС-11	220	1,478	1,567	ЗАР1 ДТ-245	31,5	1,567<31,5
18	ПС 220 кВ НПС-12	220	1,910	2,392	ВЭБ-220-П-50/2500 УХЛ1	50	2,392<50
19	ПС 220 кВ НПС-13	220	1,231	1,523	ВЭБ-220-П-50/2500 ХЛ1	50	1,523<50
20	ПС 220 кВ НПС-14	220	0,990	1,102	ВГТ-220П-40/2500 ХЛ1	40	1,102<40
21	ПС 220 кВ НПС-15	220	1,014	1,195	ЗАР1 ДТ-245	25	1,195<25
22	ПС 220 кВ Мирный	220	4,967	5,165	У-220-10	26,3	5,165<26,3
23	ПС 220 кВ Мирный	110	5,453	6,527	МКП-110М-1000-20	18,4	6,527<18,4
					МКП-110М-630-20 У1	18,4	
24	ПС 110 кВ Авангардная	110	2,921	4,082	Выключатели не установлены	-	
25	ПС 110 кВ Сыгыкан	110	2,716	3,230	Выключатели не установлены	-	
26	ПС 110 кВ Аэропорт	110	2,434	2,561	Выключатели не установлены	-	
27	ПС 110 кВ Насосная	110	2,488	2,815	МКП-110М-1000-20 У	20	2,815<20
28	ПС 110 кВ Пульпа	110	2,845	3,742	МКП-110М-1000-20 У	20	3,742<20
29	ПС 110 кВ Карьер	110	2,976	4,068	Выключатели не установлены	-	
30	ПС 110 кВ Удачная	110	2,780	3,436	МКП-110М-1000-20 У	20	3,436<20

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном СШ, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Условие проверки
31	ПС 110 кВ Электрокалорифер	110	н.д.	н.д.	ELK-СВ0	31,5	
32	ПС 110 кВ Эл.котельная Фабрики-12	110	2,963	4,137	Выключатели не установлены	-	
33	ПС 110 кВ Надежная	110	2,945	4,061	Выключатели не установлены	-	
34	ПС 110 кВ Юбилейная	110	3,749	3,252	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,749<25
35	ПС 110 кВ Алмаз	110	3,444	2,870	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,444<25
36	ПС 110 кВ Тепловая	110	3,444	2,870	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,444<25
37	ПС 110 кВ Хв. Хозяйство	110	3,768	3,437	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,768<25
38	ПС 110 кВ ЦЭК	110	3,791	3,906	МКП-110М	20	3,906<20
39	ПС 110 кВ Фабрика 8	110	3,863	4,039	Выключатели не установлены	-	
40	ПС 110 кВ БСИ	110	3,808	3,953	Выключатели не установлены	-	
41	ПС 110 кВ Энергоблок	110	3,731	3,789	МКП-110М-1000-20 У1	20	3,789<20
42	ПС 110 кВ Ближняя	110	2,824	2,431	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	2,824<25
43	ПС 110 кВ Драга 201	110	2,447	1,479	Выключатели не установлены	-	
44	ПС 110 кВ Драга 202	110	2,964	1,923	Выключатели не установлены	-	
45	ПС 110 кВ Фабрика-3	110	4,540	5,176	МКП-110М-630-20 У1	18,4	5,176<18,4
46	ПС 110 кВ Заря	110	1,528	0,895	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	1,528<25
47	ПС 110 кВ Таас-Юрях	110	0,423	0,534	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	0,534<25
48	ПС 110 кВ Дорожная	110	0,899	0,807	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	0,899<25
49	ПС 110 кВ Мурья	110	1,603	1,569	Выключатели не установлены	-	
50	ПС 110 кВ Ленск	110	2,100	2,616	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	2,616<25 2,616<20
					МКП-110Б-1000-20 У1	20	
51	ПС 110 кВ Ярославская	110	н.д.	н.д.	МКП-110Б-630-20 У1	20	
52	ПС 110 кВ Витим	110	1,068	1,199	ВГТ-110-40/2500 ХЛ1	40	1,199<40
53	ПС 110 кВ Северная	110	4,698	5,151	Выключатели не установлены	-	
54	ПС 110 кВ Интернациональная	110	1,835	1,730	МКП-110М	20	1,835<20
55	Мирнинская ГРЭС	110	3,406	3,707	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,707<25
56	ПС 110 кВ Тойбохой	110	0,749	0,562	Выключатели не установлены	-	
57	ПС 110 кВ Эльгяй	110	0,952	0,554	Выключатели не установлены	-	
58	ПС 110 кВ Шея	110	0,727	0	Выключатели не установлены	-	
59	ПС 110 кВ Кюндядя	110	0,568	0,634	Выключатели не установлены	-	
60	ПС 110 кВ Нюрба	110	0,599	0,757	ВМТ-110Б	25	0,757<25
					МКП-110Б	20	0,757<20
61	ПС 110 кВ Виллойск	110	0,340	0,410	МКП-110-М-1000/630-20	20	0,410<20
62	ПС 110 кВ Верхневиллойск	110	0,403	0,511	МКП-110-М-630-20У1	20	0,511<20
63	ПС 110 кВ Онхой	110	0,366	0,423	Выключатели не установлены	-	
Центральный энергорайон Республики Саха (Якутия)							
64	Якутская ГРЭС	110	11,283	14,427	ММО-110	31,5	14,427<31,5 14,427<40
					ВГТ-110	40	

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном СШ, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Условие проверки
65	ПС 110 кВ Северная	110	11,201	14,223	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	14,223<25
66	ПС 110 кВ Восточная	110	10,038	11,439	МКП-110-1000	20	11,439<20
67	ПС 110 кВ Центральная	110	7,708	7,103	Нураст 145	40	7,708<40
68	ПС 110 кВ Хатын-Урях	110	5,601	5,250	ВРС-110	31,5	5,601<31,5
69	ПС 110 кВ Радиоцентр	110	3,327	2,680	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	3,327<25
70	ПС 110 кВ Кангалассы	110	2,299	1,690	МКП-110-1000	20	2,299<20
71	ПС 110 кВ Дачная	110	7,391	5,479	ВМТ-110	25	7,391<25
72	ПС 110 кВ Магарассы	110	1,294	0,896	ВМТ-110Б	25	1,294<25
73	ПС 110 кВ Бердигестях	110	0,654	0,599	МКП-110Б	20	0,654<20
74	ПС 110 кВ Южная	110	6,313	5,555	МКП-110М-630-20	20	6,313<20
75	ПС 110 кВ Набережная	110	7,083	6,503	Нураст 145	40	7,083<40
76	ПС 110 кВ Табага	110	6,533	5,639	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	6,533<25
77	ПС 110 кВ Птицефабрика (ПТФ)	110	6,209	5,469	МКП-110-1000	20	6,209<20
78	ПС 110 кВ Октемцы	110	3,327	2,242	Выключатели не установлены	-	
79	ПС 110 кВ ДСК	110	6,593	5,878	МКП-110-1000	20	6,593<20
80	ПС 110 кВ Покровск	110	1,913	1,522	У-110	40	1,913<40
					МКП-110-1000	20	1,913<20
81	ПС 110 кВ Мохсоглолох	110	1,635	1,504	МКП-110	20	1,635<20
82	ПС 110 кВ Улахан-Ан	110	1,056	0,767	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	1,056<25
83	ПС 110 кВ Майя	110	3,610	2,244	МКП-110	20	3,610<20
84	ПС 110 кВ Н. Бестях	110	1,683	1,174	Нураст 145	40	1,683<40
85	ПС 110 кВ Борогонцы	110	0,869	0,849	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	0,869<25
86	ПС 110 кВ Чурапча	110	0,825	0,643	МКП-110-1000	20	0,825<20
87	ПС 110 кВ Сулгачи	110	0,597	0,489	ВЭБ-110	40	0,597<40
88	ПС 110 кВ Бтык-Кюель	110	0,660	0,618	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	0,660<25
89	ПС 110 кВ Новая	110	0,428	0,453	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	25	0,453<25
90	ПС 110 кВ Хандыга	110	0,359	0,361	ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 (1 шт.)	25	0,361<25
91	ПС 110 кВ Джебарики-Хая	110	0,351	0,354	ВГТ-110	40	0,354<40
92	ПС 110 кВ Усть-Майя	110	0,328	0,309	ВЭБ-110	40	0,328<40
93	ПС 110 кВ Солнечный	110	0,247	0,330	МКП-110-1000	20	0,330<20
94	ПС 110 кВ Эльдикан	110	0,348	0,233	ВЭБ-110	40	0,348<40
Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия)							
95	ПС 220 кВ Н. Куранах	220	1,807	2,176	ЗАР1DT-245	25	2,176<25
96	ПС 220 кВ Н. Куранах	110	2,62	3,269	У-110-2000-40	40	3,269<40
97	ПС 220 кВ НПС-16	220	1,138	1,293	ЗАР1 DT-245-25/1000	25	1,293<25
98	ПС 220 кВ НПС-18	220	2,417	2,805	ЗАР1DT-245	40	2,805<40
99	Нерюнгринская ГРЭС	220	5,774	7,013	У-220-1000/2000-25 У1	25	7,013<25
100	Нерюнгринская ГРЭС	110	13,044	16,749	У-110-2000-40У	40	16,749<40
101	ПС 110 кВ Алдан	110	-	0,528	МКП-110Б-1000-20 У1	20	0,528<20
102	ПС 110 кВ Рябиновая	110	1,505	1,557	ВГТ-110-40/2500 ХЛ1	40	1,557<40
103	ПС 110 кВ Лебединый	110	1,991	2,243	ВМТ-110 Б-25/1250	25	2,243<25
104	ПС 110 кВ Юхта	110	1,866	1,548	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,866<25
105	ПС 110 кВ Б. Нимныр	110	1,904	1,441	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,904<25
106	ПС 110 кВ М.Нимныр	110	2,373	1,554	ЛТВ 145 D1/B	40	2,373<40
107	ПС 110 кВ Хатыми	110	2,342	1,550	ЛТВ 145 D1/B	40	2,342<40
108	ПС 110 кВ Угольная	110	4,025	2,917	МКП-110М-1000	20	4,025<20
109	ПС 110 кВ Инаглинская	110	3,896	2,793	ВРС-110 Ш-31,5/2500 УХЛ1	31,5	3,896<31,5
110	Чульманская ТЭЦ	110	7,376	6,653	МКП-110М-600	18,4	7,376<18,4
					МКП-110М-1000	20	7,376<20

№ п/п	Наименование подстанции	U_ном СШ, кВ	Значения токов трехфазного короткого замыкания, кА	Значения токов однофазного короткого замыкания, кА	Тип выключателя	Откл. способность выключателя, кА	Условие проверки
111	ПС 110 кВ Денисовская	110	7,001	5,790	ВМТ-110Б-25/1250 ХЛ1	25	7,001<25
112	ПС 110 кВ Дежневская	110	6,333	4,949	ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1	40	6,333<40

Расчетные значения токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше не превышают величину отключающей способности выключателей.

Превышение отключающей способности над величиной ТКЗ:

- менее 2 раз – 2 ПС (1,79%);
- от 2 до 5 раз – 25 ПС (22,32%);
- от 5 до 10 раз – 8 ПС (11,61%);
- более 10 раз – 79 ПС (64,28%).

3.2. Особенности текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Саха (Якутия)

В настоящем разделе на основании данных электросетевых и генерирующих организаций (ПАО «Якутскэнерго», АО «ДВЭУК», АО «ДРСК», АО «Вилуйская ГЭС-3», АО «Нерюнгринская ГРЭС») приведены сведения о наличии на территории Республики Саха (Якутия) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, несоответствующих требованиям действующих нормативных документов и оборудования 110 кВ и выше, фактические условия эксплуатации которых не соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

Несоответствие устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики требованиям действующих нормативных документов

Сведения о соответствии устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики требованиям действующих нормативных документов приведены в таблице 3.2.1.

В соответствии с данными электросетевых и генерирующих организаций на территории Республики Саха (Якутия) устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, несоответствующие требованиям действующих нормативных документов, отсутствуют. В настоящее время для операционной зоны филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ выполнена работа по титулу: Технико-экономическое обоснование создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА). В рамках ТЭО РЗА предусмотрена реконструкция системы релейной защиты и автоматики с выполнением ряда мероприятий по установке дополнительного оборудования, устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия), перечень устройств приведен в разделе 4.4.2.1.

Таблица 3.2.1. Сведения о соответствии устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики требованиям действующих нормативных документов

Наименование организации	Сведения о наличии устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, не соответствующих требованиям действующих нормативных документов	Реквизиты входящих писем.
АО «Виллойская ГЭС-3»	Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики выполнены и полностью соответствуют проектной документации. Расчет уставок защит и автоматики производится и задается центральной службой РЗАИ ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с требованиями энергосистемы. Несоответствия устройств РЗА и ПА в настоящее время отсутствуют	Письмо АО «ВГЭС-3» № 194/014 от 30.01.2018
АО «ДВЭУК»	Объекты АО «ДВЭУК» на территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) построены в соответствии с проектной документацией, прошедшей государственную экспертизу. Оборудование и устройства на объектах отвечают требованиям действующих документов и нормативно-технической документации	Письмо АО «ДВЭУК» № ДВЭУК -01-17-4918 от 15.12.2017
АО «Нерюнгринская ГРЭС»	Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики соответствуют требованиям нормативно-технической документации на момент ввода в эксплуатацию	Письмо АО «НГРЭС» № 2/513 от 27.02.2018
ПАО «Якутскэнерго»	Устройства РЗА в сетях 110 кВ и выше, несоответствующие требованиям действующих нормативным документам, отсутствуют	Письмо ПАО «Якутскэнерго» № 216/20999 от 19.12.2017

Несоответствие фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям действующих нормативных документов

Сведения о соответствии фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации приведены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2. Сведения о соответствии фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации

Наименование организации	Сведения о наличии несоответствий фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации	Реквизиты входящих писем
АО «Виллойская ГЭС-3»	Несоответствие фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации отсутствует	Письмо АО «ВГЭС-3» № 194/014 от 30.01.2018 г.
АО «ДВЭУК»	Объекты АО «ДВЭУК» на территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) построены в соответствии с проектной документацией, прошедшей государственную экспертизу. Оборудование и устройства на объектах отвечают требованиям действующих документов и нормативно-технической документации.	Письмо АО «ДВЭУК» № ДВЭУК -01-17-4918 от 15.12.2017 г.
АО «ДРСК»	Не соответствуют требованиям НТД МВ-110 кВ марки ВМТ-110 кВ ПС 110 кВ «СХК» (ЦСП-110кВ) (оборудование снято с производства, с истекшим сроком эксплуатации, срок списания ВМТ-28 лет) (фактический срок эксплуатации с 1987 г.); ПС 110 кВ № 16 Юхта, № 40 Обогажительная фабрика, № 42 Городская (эксплуатация силовых трансформаторов 35 лет и более);	Письмо АО «ДРСК» № 11-02-21/6464 от 25.12.2017 г.

Наименование организации	Сведения о наличии несоответствий фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации				Реквизиты входящих писем				
	ПС-45 «Серебряный Бор» (трансформаторы 2х ТДТН -16000/100 на 2х ТМН-6300/100; МВ-110 кВ марки ВМТ-110 кВ (2шт), КРУН- 6кВ на КРУ-6 кВ блочно-модульного типа с вакуумными выключателями, совмещенное с ОПУ (оборудование снято с производства, с истекшим сроком эксплуатации)								
АО «Нерюнгринская ГРЭС»	<p>Фактические условия эксплуатации оборудования 110 кВ и выше не в полной мере соответствуют требованиям действующих НТД:</p> <p>В связи с превышением нормативного срока службы масляных выключателей типов У-110, У-220 вследствие физического износа выключатели не обеспечивают требуемой надежности эксплуатации (эксплуатируются с 1979 г, нормативный срок службы 25 лет).</p> <p>В эксплуатации 14 масляных выключателей 110кВ, 8 масляных выключателей 220кВ.</p> <p>Требуется замена на электрогазовые выключатели.</p> <p>Инвестиционной программой АО «ДГК» замена не предусмотрена.</p> <p>На ОРУ 220/110 установлены автотрансформаторы типа АДЦТН 125 ст.№№ 1АТ, 2АТ номинальной мощностью 125000 кВА. При выводе в ремонт одного из автотрансформаторов, оставшийся в работе не обеспечивает требуемого перетока мощности между шинами 220кВ и 110кВ, что ограничивает вырабатываемую мощность НГРЭС.</p> <p>Требуется замена на автотрансформаторы номинальной мощностью 250000 кВА.</p> <p>Инвестиционной программой АО «ДГК» замена не предусмотрена.</p> <p>В связи с развитием энергосистемы, вводом новых энергообъектов и необходимостью обеспечения динамической устойчивости системы ОАО «Научно-Технический Центр Единой Энергетической Системы» (ОАО «НТЦ ЕЭС») было разработано Технико-экономическое обоснование создания (реконструкции) системы противоаварийной автоматики операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ на перспективу 2012-2015 годов, в котором было предусмотрено внедрение автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях АРБКЗ / АРЗКЗ НГРЭС на НГРЭС.</p> <p>В 2017 г. разработан рабочий проект автоматики разгрузки при близких и затяжных коротких замыканиях АРБКЗ / АРЗКЗ НГРЭС на НГРЭС</p>				<p>Письмо АО «НГРЭС» № 2/513 от 27.02.2018</p>				
ПАО «Якутскэнерго»	На территории Центрального и Западного энергорайона РС(Я) эксплуатируются следующие ПС с устаревшим оборудованием (отделители и короткозамыкатели)				<p>Письмо ПАО «Якутскэнерго» № 216/20999 от 19.12.2017</p>				
	Оперативное наименование	Напряжение, кВ	Срок ввода в эксплуатацию	Отделители и короткозамыкатели					
				Тип			Кол-во		
	ЗЭС								
	ПС 220 кВ Фабрика 3	220/110/6	1971	ОД-220			2		
				КЗ-220			2		
	ПС 110 кВ Северная	110/10	1970	ОД-110			2		
			1972	КЗ-110			2		
			1991	ОД-110			2		
				КЗ-110			2		
	ПС 110 кВ Драга -201	110/6	1969,85	ОД-110			2		
				КЗ-110			2		
	ПС 110 кВ Драга -202	110/6	1975	ОД-110			1		
				КЗ-110			1		
ПС 110 кВ Заря	110/6	1975	ОД-110	2					
			КЗ-110	2					
ПС 110 кВ Виллой	110/35/6	1981	ОД-110	2					
			КЗ-110	2					
ПС 110 кВ Авангардная	110/10	1974	ОД-110	4					
			КЗ-110	2					
ПС 110 кВ Аэропорт	110/10	1984	ОД-110	4					
			КЗ-110	2					
ПС 110 кВ	110/6	1979	ОД-110	4					

Наименование организации	Сведения о наличии несоответствий фактических условий эксплуатации оборудования 110 кВ и выше требованиям нормативно-технической документации				Реквизиты входящих писем
Карьер				КЗ-110	2
ПС 110 кВ Надежная	110/6	1971	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Сытыкан	110/6	1974	КЗ-110	2	4
ПС 110 кВ БСИ	110/6	1974	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Фабрика 8	110/6	1970	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Ленск	110/6	1974	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Пеледуй	110/35/10	1980	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Мурья	110/10	1982	ОД-110	1	1
ПС 110 кВ Эльгяй	110/10	1975	ОД-110	1	1
ПС 110 кВ Шея	110/10	1976	ОД-110	1	1
ПС 110 кВ Сунгар	110/35/6	1979	ОД-110	1	1
ПС 110 кВ Тойбохой	110/35/10	1972	ОД-110	1	1
ПС 110 кВ Кюндядя	110/10/6	1979	ОД-110	2	2
ПС 110 кВ Онхой	110/35/10	1982	ОД-110	2	2
ЦЭС					
ПС 110 кВ Октемцы			ОД-110	1	1
			КЗ-110	2	2

Согласно информации электросетевых и генерирующих организаций (ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», АО «Нерюнгринская ГРЭС») на территории Республики Саха (Якутия) эксплуатируются объекты электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, фактические условия эксплуатации оборудования которых не соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

3.3 Проблемы в энергоснабжении потребителей децентрализованной зоны

Значительная часть территории Республики Саха (Якутия) находится вне зоны энергосистемы, в основном, это северные улусы, где электроэнергией потребители обеспечиваются от многочисленных автономных электростанций АО «Сахаэнерго».

Обширность обслуживаемой АО «Сахаэнерго» территории делает невозможным ее охват линиями электропередачи, а отсутствие крупных населенных пунктов и промышленных потребителей приводит к нецелесообразности строительства источников генерации большой мощности, вследствие чего энергообеспечение в целом носит социальный характер. Все дизельные электростанции работают на свои распределительные электросети, охватывающие территорию отдельного села или поселка.

В производственной деятельности АО «Сахаэнерго» «узкие места» обусловлены, также как и в энергосистеме, в основном, износом генерирующего оборудования, линий электропередачи и трансформаторных подстанций.

Значительная часть оборудования введена в строй более 30–40 лет назад и выработала парковый ресурс.

Эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к большим расходам по содержанию электросетей, ускоренному износу и дополнительным затратам.

Генерирующее оборудование дизельных электростанций

На дизельных электростанциях АО «Сахаэнерго» установлены дизель-генераторы различных производителей: Ярославский моторный завод (ЯМЗ, ОАО «Автодизель»), Тутаевский моторный завод (ТМЗ), «Алтайдизель», «РУМО» (Русские моторы), ВДМ (Волжский завод им. Маминых), CUMMINS (Великобритания), CATERPILLAR (США) и другие. Преимущество составляют дизель-генераторы CUMMINS – 24% и крупнейших российских производителей ЯМЗ и ТМЗ – 28%.

На 2016 г. из общего количества генерирующего оборудования дизельных электростанций, состоящего из 675 единиц разных типов и модификаций, достаточно большое количество физически и морально устарело, имеют чрезмерно сложные, с низкой степенью надежности системы возбуждения.

Количество агрегатов, выработавших нормативный ресурс, составляет 268 шт. или 40%, в основном это дизель-генераторы ЯМЗ и ТМЗ.

Наибольший износ наблюдается у агрегатов, установленных в 70-80-х годах. Значительное количество таких агрегатов находится:

- в Зырянском РЭС: на ДЭС Зырянка из 9 установленных дизельных агрегатов 8 отработало более 70 тыс. часов, из пяти, прошедших капитальный ремонт, на 4 отработано от 44 до 87 тыс. часов; на ДЭС Угольное 6 из 7 агрегатов выработало ресурс;

- в Жиганском РЭС на ДЭС Жиганск дизельные агрегаты ДГ-72 имеют большой наработанный моторесурс, два из которых уже после капитального ремонта наработали более 60 тыс. часов;

- в Кобяйских ЭС на ДЭС Сангар и Момском РЭС на ДЭС Мома более половины агрегатов имеет наработку больше 100 тыс. часов.

Большой наработанный ресурс практически всех агрегатов на ДЭС Усть-Куйга (Янские ЭС), Белая Гора (Белогорский РЭС), Верхоянск (Верхоянские ЭС), на них произведен капитальный ремонт.

Кроме того, агрегаты, отработавшие ресурс, имеются на ДЭС Оленек (Оленекский РЭС), Тикси, Найба, Таймылыр (Булунские ЭС), Кобяй, Чагда (Кобяйские ЭС), Сасыр (Мромский РЭС), Марха, Чапаево, Толон (Олекминский РЭС), Оймякон, Теплый Ключ (Оймяконский РЭС), Среднеколымск, Эбях (Среднеколымский РЭС), Чокурдах (Чокурдахский РЭС), Нижнеянск (Янские ЭС).

Линии электропередачи

Большая часть линий электропередачи, находящихся на балансе АО «Сахаэнерго», введена в эксплуатацию в 1960–1980 гг. и имеет довольно большой процент износа.

В 2016 г. выполнена реконструкция ВЛ протяженностью 61,5 км, в том числе:

- 49,5 км выполнены по ремонтной программе АО «Сахаэнерго»;
- 12,0 км выполнены по инвестиционной программе ПАО «Якутскэнерго».

На 31.12.2016 средний процент износа составил 57%.

Максимальный износ отмечается в Зырянском (89%), Момском (70%), Оймяконском (75%) РЭС, Янских ЭС (90%) и Производственном центре, где этот показатель превышает 75% общей протяженности ВЛ.

В Зырянском РЭС в сс. Усун – Кюель и Нелемное 100% линии электропередачи находятся в эксплуатации более 30 лет, в п. Зырянка и с. Утая такие линии составляют 86–90% от общей протяженности. В основном это линии напряжением 0,4 кВ.

В Оймяконском РЭС в с. Куйдусун ВЛ-2 напряжением 10 кВ находится в неудовлетворительном состоянии, ее протяженность 27,5 км составляет более 80% всех линий поселка. В с. Оймякон все ВЛ находятся в неудовлетворительном состоянии, в с. Развилка 96% таких линий, а оставшиеся эксплуатируются более 35 лет. В п. Теплый ключ 45% ВЛ функционируют 35–40 лет.

В Янских ЭС в 6 из 9 населенных пунктов имеются линии электропередачи в аварийном состоянии, наибольшая их протяженность в сс. Юкагир (100%), Нижнеянск (92%), Тумат (76%), Казачье (50%). В с. Усть-Куйга аварийные ВЛ отсутствуют, 53% отработали ресурс, при этом есть линии, которые эксплуатируются с 60-х годов прошлого столетия.

Следует отметить, что в РЭС, где относительно небольшой средний износ линий, в отдельных населенных пунктах имеются линии электропередачи в неудовлетворительном состоянии – Верхоянские ЭС (г. Верхоянск. п. Батагай, сс. Барылас, Метяки, Табалах), Олекминский РЭС (сс. Олом, Чапаево), Чокурдахский РЭС (п. Чокурдах и с. Чкалово), Эвено-Бытантайский РЭС (пп. Кустур, Саккырыр), причем в последнем – 38% протяженности линий.

Состояние опор линий электропередачи в Анабарском, Белогорском, Зырянском РЭС, Булунских, Верхоянских и Янских ЭС не везде соответствует нормативному.

Опоры, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, имеются в пп. Саскылах и Юрюнг-Хая (Анабарский РЭС), с. Таймылыр (Булунские ЭС), сс. Оттох-Атах, Абый (Белогорский РЭС), сс. Сайды, Хайысардах, Осохтох (Верхоянские ЭС). Особенно много таких опор в сс. Табалах, Дулгалах (Верхоянские ЭС), сс. Мача, Токко (Олекминские РЭС).

Наряду с неудовлетворительным состоянием самих опор наблюдается их наклон выше нормативного в с. Усть-Оленек (Булунских ЭС), сс. Куберганя, Сыганнах, Кенг-Кюель (Белогорский РЭС), г. Верхоянск (Верхоянские ЭС), при этом наибольшее количество – в пп. Усть-Куйга, Депутатский, Чокурдах, Нижнеянск (Янские ЭС), с. Черюмче, п. Батагай (Верхоянские ЭС).

В пп. Зырянка, Нелемное, (Зырянский РЭС), с. Тяня, с. Марха (Олекминский РЭС) при удовлетворительном состоянии опор значительное их количество имеют наклон выше нормы.

На балансе АО «Сахаэнерго» находится 135 км кабельных линий, в том числе: 10 кВ - 1,2 км, 6 кВ – 45,8 км, 0,4 кВ – 88 км. Состояние практически всех линий хорошее и удовлетворительное. В неудовлетворительном состоянии находятся только кабельные линии суммарной протяженностью 6,7 км:

- в п. Тикси (Булунские ЭС) протяженностью 2,2 км и с. Амга (Алданский РЭС) 0,05 км напряжением 0,4 кВ;

- в с. Жиганск (Жиганский РЭС) - 4,45 км, из них напряжением 6 кВ - 3,3 км, остальные 0,4 кВ.

- в Нижнеколымском РЭС - 0,04 км кабельных линий напряжением 6 кВ.

Трансформаторные подстанции

По состоянию на 2016 г. в среднем по РЭС АО «Сахаэнерго» износ общей установленной мощности трансформаторов составил 68%.

По различным РЭС этот показатель также существенно отличается. В Анабарском и Жиганском РЭС средний износ трансформаторов составляет около 40%. В восьми РЭС этот показатель превышает 70%. Наибольший износ наблюдается в Зырянском РЭС (95%), Булуных (97%) и Янских ЭС (95%).

В отдельных населенных пунктах трансформаторы находятся в неудовлетворительном состоянии: п. Саскылах (Анабарский РЭС), п. Сангар (Кобяйские ЭС), п. Жиганск (Жиганский РЭС), с. Табалах (Верхоянские ЭС).

В эксплуатации находятся трансформаторы, состояние которых оценено как «удовлетворительное», но отработавшие 40–50 лет и более при нормативе 25 лет. Наибольшее их количество расположено в п. Тикси (Булуные ЭС), с. Эбях (Среднеколымский РЭС), п. Зырянка (Зырянский РЭС), с. Оймякон (Оймяконский РЭС) и в п. Усть-Куйга (Янские ЭС), где все трансформаторы выработали свой ресурс.

Топливоснабжение

Проблемы в топливоснабжении электростанций децентрализованной зоны обусловлены:

- большой долей дизельного топлива – более 90% от общего потребления в условном исчислении;
- сложной транспортной схемой доставки с несколькими перевалками на различные виды транспорта (морской, речной, автомобильный);
- досрочным завозом топлива и материально-технических ресурсов, связанным с короткими сроками навигации и труднодоступностью малых рек;
- необходимостью создания депоначионных запасов дизельного топлива и материально-технических ресурсов, что ведет к замораживанию оборотных средств на срок до полутора лет.

Все перечисленные проблемы приводят к высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии.

В связи с вышеперечисленными причинами возникают конкретные проблемы.

В период автозимника 2016–2017 гг. из-за аномально теплой погоды, обильного выпадения снега и недостаточного количества специализированной техники основным проблемным вопросом стала неготовность дорожных служб к пробитию и содержанию автозимников в плановые сроки в Нижнеколымском, Среднеколымском и Усть-Янском улусах. В целях исключения подобных ситуаций единственным выходом является увеличение количества дорожной техники в данных районах и создание минимум 2-х постоянно действующих дорожных участков на дорогах Черский–Андрюшкино–Среднеколымск и Усть-Куйга–Депутатский.

Из-за дефицита емкостного парка на Среднеколымской нефтебазе АО «Саханефтегазбыт» в период навигации для нужд Среднеколымского РЭС и ДЭС в п. Андрюшкино Нижнеколымского РЭС дизельное топливо доставлено не в полном объеме. Оставшаяся часть топлива была передана на хранение на Нижнеколымскую

нефтебазу с последующей доставкой до конечных пунктов назначения автомобильным транспортом в период действия автозимника. Для обеспечения приема дизельного топлива на Среднеколымской нефтебазе в полном объеме необходимо увеличить вместимость резервуарного парка минимально на 700 т.

В случае повторения сценария автозимника 2016–2017 гг. и длительным открытием автозимника «Черский-Андрюшкино» возникает риск несвоевременной доставки топлива для бесперебойной работы ДЭС в п. Андрюшкино. Исключение риска такого рода можно путем осуществления завоза топлива со Среднеколымской нефтебазы, т.к. автозимник «Среднеколымск-Андрюшкино» открывается раньше.

3.4 Анализ состояния систем теплоснабжения

Накопившиеся технические проблемы в значительной степени связаны с тем, что развитие теплоснабжения в республике, как и в стране, многие годы было ориентировано на упрощенные и наиболее дешевые решения: элеваторное присоединение отопительной нагрузки, открытый водозабор, тупиковые схемы тепловых сетей, ненадежные теплопроводы и арматура, неавтоматизированные котельные. Местное автоматическое регулирование в установках потребителей и измерение потребляемого в них тепла не осуществляется.

Современная ситуация в сфере теплоснабжения Республики Саха (Якутия) характеризуется серьезными проблемами, состоящими в изношенности оборудования, низкой эффективности и надежности, неудовлетворительном уровне комфорта в зданиях; низком техническом уровне и низкой экономической эффективности систем и объектов теплоснабжения; огромных непроизводительных потерях тепловой энергии.

Основные проблемы в сфере теплоснабжения и теплопотребления:

1. Неудовлетворительный технический уровень, обусловленный недостаточной оснащенностью автоматикой, системами учета и регулирования, износом основных фондов. Устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к огромным перерасходам топлива и энергии; к неприемлемо низкому качеству теплоснабжения, низкой его надежности, частым тепловым авариям; к чрезмерно высоким издержкам в системах теплоснабжения.

2. Низкий уровень оснащенности централизованным теплоснабжением. В большинстве районов отсутствует возможность по предоставлению услуг централизованного теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, что негативно отражается на качестве жизни населения. В настоящее время оборудование жилого фонда составляет:

- централизованным теплоснабжением – 62,7 %;
- горячим водоснабжением – 50,2 %;
- водопроводом – 54,0 %;
- канализацией – 54,1 %.

3. Низкая эффективность котельных. Сверхнормативные расходы топлива (200–280 кг. у.т./Гкал) обусловлены низкой эффективностью работы котельных. При нормативном КПД угольных котельных 80%, их фактическое значение по данным обследования составляет 50–60%. Основными причинами низкой энергетической и экологической эффективности котельных являются: плохое

техническое состояние и значительные конструктивные недостатки топок и котлов в целом; отсутствие режимных карт, систем автоматики и механизации топочных процессов; некачественное ведение процесса сжигания топлива; длительная эксплуатация котлов на низкой нагрузке (15-40 % от номинальной). Некоторые из этих недостатков характерны и для мазутных котельных, КПД которых находится в пределах 70-84% вместо проектных 88-90%; КПД газовых котельных не превышает 80 %.

4. Значительный износ оборудования и тепловых сетей в связи с несвоевременным их ремонтом и заменой. В настоящее время уровень износа коммунальной инфраструктуры превышает 50%, в отдельных системах он превышает 70 %.

5. Большие потери тепловой энергии в трубопроводных сетях. Эффективность систем транспорта в республике в последние годы снижается, что связано с высоким износом тепловых сетей и нерациональными режимами их эксплуатации. Потери в тепловых сетях остаются высокими, в среднем по системам Республики Саха (Якутия) в 2016 г. они составили около 25 %, в ряде районов Республики уровень потерь превышает 30% (Томпонский, Усть-Майский, Нерюнгринский, Момский, Амгинский, Чурапчинский, Алданский районы). Столь высокий уровень потерь связан со старением оборудования тепловых сетей (ухудшением качества тепловой изоляции и гидравлической плотности коммуникаций).

6. Высокая степень износа жилищного фонда. Удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий характеризуется широким диапазоном значений от 0,15 Гкал/м² в год в Мегино-Кангаласском улусе, до 0,85 Гкал/м² в год в Аллаиховском улусе. Высокий уровень расхода тепловой энергии связан со значительным износом жилого фонда. Республика все еще входит в число регионов Российской Федерации с наибольшим удельным весом ветхого и аварийного жилья – 16,5 %. Одной из причин высокой доли ветхого жилья является то, что больше половины жилищного фонда республики является деревянным (56,8 % от общей площади) и только чуть более трети (41,4 %) в каменном (кирпичном, панельном, блочном, монолитном) исполнении.

4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

4.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности

4.1.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы республики

Основными профилирующими производствами Западного энергорайона республики на период до 2022 г. останутся добыча и обработка алмазов, являющиеся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Крупнейшими потребителями электроэнергии на территории энергорайона наряду с предприятиями АК «АЛРОСА» (ПАО) являются объекты ПАО «Транснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

По территории Республики Саха (Якутия), в основном по Западному и Южно-Якутскому энергорайонам, проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). В соответствии с распоряжением Правительства РФ от 31.12.2004 №1737-р ПАО «Транснефть» осуществляет реализацию проекта «Увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн тонн в год», включая строительство объектов внешнего электроснабжения трубопровода – нефтеперекачивающих станций (НПС). На территории Республики Саха (Якутия) введены в эксплуатацию нефтеперекачивающие станции (НПС) №10-19. В связи с увеличением объемов передачи ВСТО в период до 2025 г. прогнозируется значительное увеличение потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Республики Саха (Якутия).

По имеющимся инвестиционным программам сетевых организаций, ОАО «Сургутнефтегаз» и «Схеме и программе развития Единой Энергетической системы России на 2017-2023 годы» присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС не планируется.

В рассматриваемый период на территории Западного энергорайона ведется освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), присоединение которого к электрическим сетям Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) планируется в IV квартале 2022 года.

В рассматриваемой перспективе на территории Западного и Южно-Якутского энергорайонов планируется строительство газопровода «Сила Сибири», который станет общей газотранспортной системой для иркутского и якутского центров газодобычи. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия – Хабаровск – Владивосток», на втором этапе иркутский центр газодобычи будет соединен газопроводом с якутским центром. На территории Республики Саха (Якутия) будут расположены компрессорные станции (КС) №1-5, запланированный выход на полную мощность намечен в 2024 году.

Центральный энергорайон республики характеризуется наибольшей плотностью населения – в городе Якутске по состоянию на 01.01.2016 проживает 303,8 тыс. человек (53% городского населения республики), развитием обрабатывающих производств (пищевые продукты, строительные материалы, металлообработка, деревообработка). Структура потребления электрической энергии Центрального энергорайона характеризуется сравнительно низкой долей

промышленности при более высокой доле домашних хозяйств и предприятий сферы услуг.

Южно-Якутский энергорайон обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы.

Таблица 4.1.1.1 - Прогноз потребности в электрической мощности крупных потребителей республики, МВт

№ п/п	Потребитель ¹	Год					
		2017 отчет	2018	2019	2020	2021	2022
1	"АК "АЛРОСА" (ПАО)		167,3	172,9	190,0	184,9	186,3
2	ПАО "Транснефть" (ВСТО), в т.ч.:	108	178	258	322	322	322
3	НПС-8	7,5	10,8	14,3	18,4	20,0	19,7
4	НПС-9	1,0	5,9	10,4	13,7	15,7	15,2
5	НПС-10	14,5	18,5	24,1	28,6	26,2	26,0
6	НПС-11	7,3	12,9	19,2	24,1	22,9	23,4
7	НПС-12	7,8	16,8	25,8	32,8	32,8	32,8
8	НПС-13	11,3	17,0	26,4	33,5	33,5	33,5
9	НПС-14	8,8	17,3	23,0	27,9	27,9	27,9
10	НПС-15	10,6	17,1	24,2	30,0	30,0	30,0
11	НПС-16	11,7	17,5	24,2	29,4	29,4	29,4
12	НПС-17	12,3	16,5	20,9	24,8	24,8	24,8
13	НПС-18	8,0	14,8	23,8	30,6	30,6	30,6
14	НПС-19	6,9	12,8	21,5	28,5	28,5	28,5
15	ПАО "Газпром", в т.ч.:	0,2	2,0	35,5	49,5	53,2	67,2
16	Чаяндинское НГКМ (УКПГ) ²	0,2	2,0	22,3	26,7	27,8	34,3
17	Чаяндинское НГКМ (УПН) ²			8,6	10,011	9,9	9,9
18	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:			4,54	12,8	15,6	23,0
19	КС-1				1,9	1,9	4,1
20	КС-2			2,3	2,3	5,0	5,6
21	КС-3			2,3	2,3	2,3	4,7
22	КС-4				4,5	4,5	4,5
23	КС-5				1,9	1,9	4,0
24	Индустриальный парк в п. Кангалассы			2,995	2,995	2,995	2,995
25	Реконструкция цементного завода			7,08	7,08	7,08	7,08
26	Жагайский судоремонтный судостроительный завод				8,5	8,5	8,5

Примечание:

1 – перспективные нагрузки объектов приведены по данным компаний – см. приложения 2.1, 2.4, 2.9, 4.1, 4.3.6;

2 – до 4 кв. 2022 г. работает изолированно от Западного энергорайона республики.

Продолжается развитие разработки Эльгинского месторождения (ООО «Эльгауголь») на юго-востоке Республики Саха (Якутия). Источником электроснабжения для месторождения будет являться энергосистема Амурской области.

Прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей приведен в таблицах 4.1.1.1-4.1.1.2.

Таблица 4.1.1.2 - Прогноз потребности в электрической энергии крупных потребителей республики, млн кВт·ч

№ п/п	Потребитель ¹	Год					
		2017 отчет	2018	2019	2020	2021	2022
1	ПАО "АК "АЛРОСА"		984,4	1017,6	1118,5	1087,7	1096,1
2	ПАО "Транснефть" (ВСТО), в т.ч.:	865,00	1455,21	2200,23	2572,54	2564,93	2575,47
3	НПС-8	60,6	87,6	121,0	158,6	166,9	170,9
4	НПС-9	2,9	47,8	89,0	117,6	127,9	132,3
5	НПС-10	116,7	149,5	206,0	228,5	209,4	207,5
6	НПС-11	59,2	104,4	163,0	187,3	178,1	182,5
7	НПС-12	62,6	135,9	219,8	257,8	258,2	258,1
8	НПС-13	91,0	137,2	225,0	263,7	264,1	264,0
9	НПС-14	71,4	139,7	197,5	223,7	223,9	223,9
10	НПС-15	87,1	141,8	207,2	238,8	239,0	239,0
11	НПС-16	96,0	145,5	206,9	235,9	236,0	236,0
12	НПС-17	95,7	137,5	179,5	200,6	200,8	200,8
13	НПС-18	65,2	122,6	202,3	239,5	239,8	239,8
14	НПС-19	56,6	105,8	183,1	220,5	220,9	220,8
15	ПАО "Газпром", в т.ч.:			136,6	282,9	291,3	340,0
16	Чаяндынское НГКМ (УКПГ) ²			61,3	195,3	204,9	253,6
17	Чаяндынское НГКМ (УПН) ²			75,3	87,7	86,5	86,5
18	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:			39,8	106,7	109,1	116,3
19	КС-1				16,6	16,6	9,1
20	КС-2			19,9	19,9	22,3	44,2
21	КС-3			19,9	19,9	19,9	20,4
22	КС-4				33,7	33,7	33,7
23	КС-5				16,6	16,6	8,9
24	Индустриальный парк в п. Кангалассы			16	16	16	16
25	Реконструкция цементного завода			35	35	35	35
26	Жатайский судоремонтный судостроительный завод				43	43	43

Примечание:

1 – перспективные нагрузки объектов приведены по данным компаний – см. приложения 2.1, 2.4, 2.9, 4.1, 4.3.6;

2 – до 4 кв. 2022 г. работает изолированно от Западного энергорайона республики

Таблицы 4.1.1.1 и 4.1.1.2 показывают, что основной прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемый период до 2022 г. ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаяндынского НГКМ и строительства газопроводной системы «Сила Сибири».

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным АО «СО ЕЭС» (приложение 2.11) приведены в таблице 4.1.1.3.

Таблица 4.1.1.3 - Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики

Показатель	Ед. измер.	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1909	3733	7455	7637	7724	7871
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	95,55	99,71	2,44	1,14	1,90
Максимум нагрузки	МВт	316	945	1326	1338	1351	1373
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	199,05	40,32	0,90	0,97	1,63

Примечание: * - По данным АО «СО ЕЭС» предусмотрено подключение Западного энергорайона к Южно-Якутскому энергорайону с середины 2018 года, при этом фактическое объединение Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха Якутии с включением Западного и Центрального энергорайонов в ценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у зам. председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018г. №АД-П19-14пр п.1 предусмотрено с 01.01.2019 года (приложение 4.3.7).

Таблица 4.1.1.4 - Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики с детализацией по отдельным энергорайонам

Показатель	Ед. измер.	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Западный энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	2950	3206	3467	3570	3610	3689
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	8,68	8,14	2,97	1,12	2,19
Максимум нагрузки	МВт	569	658	699	711	721	734
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	15,64	6,23	1,72	1,41	1,80
Центральный энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1649	1735	1746	1756	1760	1767
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	5,22	0,63	0,57	0,23	0,40
Максимум нагрузки	МВт	308	336	337	337	340	340
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	9,09	0,30	0,00	0,89	0,00
Южно-Якутский энергорайон							
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	1909	2130	2242	2311	2354	2415
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	11,58	5,26	3,08	1,86	2,59
Максимум нагрузки	МВт	316	341,9	361,1	361,8	362,8	372,5
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-	8,20	5,62	0,19	0,28	2,67

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным энергорайонам приведены в таблице 4.1.1.4. Среднегодовые темпы роста электропотребления в энергосистеме

Республики Саха (Якутия) в период 2018-2022 годы оцениваются:
 в Западном энергорайоне – 4,57% в год;
 в Центральном энергорайоне – 1,39% в год;
 в Южно-Якутском энергорайоне – 4,53% в год.

Наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в рассматриваемый период до 2022 г. ожидается в Западном энергорайоне за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаяндинского НГКМ, строительства газопроводной системы «Сила Сибири»; в Южно-Якутском энергорайоне за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, строительства газопроводной системы «Сила Сибири» и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности.

Отклонения прогноза потребления электроэнергии и мощности по варианту Правительства Республики Саха (Якутия) от варианта АО «СО ЕЭС» не значительны, поэтому прогноз Правительства отдельно не приводится.

4.1.2. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности

Оценка перспективной балансовой ситуации выполнена для энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом и с детализацией для трех энергорайонов: Западного, Центрального и Южно-Якутского. Балансы электроэнергии и мощности приведены для зоны централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутии) в соответствии с прогнозами электропотребления и максимума нагрузки по материалам АО «СО ЕЭС» (приложение 2.11).

Расчетный резерв мощности определен как:

- величина единичной установленной (максимальной) мощности наиболее крупного агрегата электростанции Западного и Центрального энергорайонов при изолированной работе энергорайонов;
- величина генерации, обеспечивающая переход к максимально допустимому перетоку мощности в контролируемых сечениях в ремонтной схеме после наиболее «тяжелого» нормативного возмущения в нормальной схеме после присоединения изолированных энергорайонов к ОЭС Востока, а также для Южно-Якутского энергорайона.

По результатам расчетов электроэнергетических режимов выявлено:

- Для ЗЭР наиболее «тяжелым» нормативным возмущением является отключение наиболее загруженного генератора Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 или Светлинской ГЭС (85 МВт).
- Для ЦЭР наиболее «тяжелым» нормативным возмущением является отключение наиболее загруженного генератора Якутской ГРЭС или Якутской ГРЭС Новая (55 МВт).
- Для РС(Я) (включая ЦЭР, ЗЭР, ЮЯЭР) наиболее «тяжелым» нормативным возмущением является отключение наиболее загруженного генератора Нерюнгринской ГРЭС (210 МВт).

В соответствии с этим расчетный резерв мощности по Республике Саха (Якутия) должен составлять:

- на 2018 год: 210 МВт, в т.ч. в ЗЭР не менее 85 МВт;

– на период 2019 - 2024 годов: 210 МВт, в т.ч. в ЗЭР – не менее 85 МВт, в ЦЭР – не менее 55 МВт.

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, балансы электроэнергии Республики Саха (Якутия) разработаны для условий средневодного и маловодного года. Вилюйское водохранилище позволяет осуществлять сезонное и многолетнее регулирование стока, водохранилище Светлинской ГЭС осуществляет суточно-недельное подрегулирование стока, поступающего с Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2. Режим работы Светлинской ГЭС во многом зависит от работы Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2. Годовая выработка электроэнергии Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС в условиях маловодного года снижается.

В 2016 году на Мирнинской ГРЭС был произведен демонтаж двух блоков ГТУ мощностью по 12 МВт, в 2017 году согласно приказу ПАО «Якутскэнерго» от 01 ноября 2017 г. № 1689 осуществлён вывод из эксплуатации оставшихся ГТУ № 5,6 Мирнинской ГРЭС (приложение 2.1).

Ввод первой очереди Якутской ГРЭС Новая установленной мощностью 193,5 МВт выполнен в ноябре 2017 г.

Баланс мощности Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 4.2.5.

Таблица 4.2.5 – Баланс мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Республика Саха (Якутия)*	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность (собственный максимум)	316	945	1326	1338	1351	1373
Резерв		210	210	210	210	210
ИТОГО спрос на мощность	316	1155	1536	1548	1561	1583
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618	1575,5	2114	2114	2114	2114
ГЭС		957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	618	618	1156,5	1156,5	1156,5	1156,5
Якутская ГРЭС			333	333	333	333
Якутская ТЭЦ			12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая			193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618	1505	2043,5	2043,5	2043,5	2043,5
ГЭС		887	887	887	887	887
КВГЭС 1, 2		680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС		207	207	207	207	207
ТЭС	618	618	1156,5	1156,5	1156,5	1156,5
Якутская ГРЭС			333	333	333	333
Якутская ТЭЦ			12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая			193,5	193,5	193,5	193,5
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48	48
ИЗЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	302,0	350,0	507,5	495,5	482,5	460,5

Примечание: * - По данным АО «СО ЕЭС» предусмотрено подключение Западного энергорайона к Южно-Якутскому энергорайону с середины 2018 года, при этом фактическое объединение Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха Якутии с включением Западного и Центрального энергорайонов в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрено с 01.01.2019 (приложение 4.3.7). Установленная мощность энергосистемы Республики Саха (Якутия) приведена без резервных ДЭС ЦЭР и ЗЭР, не участвующих в покрытии максимума.

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 460 МВт.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.2.6 и 4.2.7 соответственно.

Таблица 4.2.6 – Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн кВт.ч

Республика Саха (Якутия)*	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии (собственное)	1909	3733	7455	7637	7724	7871
ИТОГО потребность	1909	3733	7455	7637	7724	7871
Производство электрической энергии	3227	5358	10449	10449	10449	10449
ГЭС		1650	3300	3300	3300	3300
КВГЭС 1, 2		1103	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС		548	1095	1095	1095	1095
ТЭС	3229	3708	7149	7149	7149	7149
Якутская ГРЭС			2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ			72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая			1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС		3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ		288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5225	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	1318	1625	2994	2812	2725	2578
САЛДО перетоков электрической энергии**	-1292	-986	-927	-1010	-847	-765
Итого ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	26	639	2067	1802	1878	1813

Примечание: * - По данным АО «СО ЕЭС» предусмотрено подключение Западного энергорайона к Южно-Якутскому энергорайону с середины 2018 года, при этом фактическое объединение Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха (Якутия) с включением Западного и Центрального энергорайонов в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрено с 01.01.2019 (приложение 4.3.7);

** (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой (сальдо перетоков), в соответствии с прогнозом на электрическую энергию и мощность на период 2018-2022 гг. (проект СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы)

Таблица 4.2.7 – Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт.ч

Республика Саха (Якутия)*	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии (собственное)	1909	3733	7455	7637	7724	7871
ИТОГО потребность	1909	3733	7455	7637	7724	7871
Производство электрической энергии	3227	5183	10098	10098	10098	10098
ГЭС		1475	2949	2949	2949	2949
КВГЭС 1, 2		1045	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС		430	859	859	859	859
ТЭС	3227	3708	7149	7149	7149	7149
Якутская ГРЭС			2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ			72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая			1161	1161	1161	1161
Нерюнгринская ГРЭС		3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ		288	288	288	288	288

Республика Саха (Якутия)*	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5222	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	1318	1450	2643	2461	2374	2227
<i>САЛДО перетоков электрической энергии**</i>	<i>-1292</i>	<i>-986</i>	<i>-927</i>	<i>-1010</i>	<i>-847</i>	<i>-765</i>
Итого ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	26	464	1716	1451	1527	1462

Примечание: * - По данным АО «СО ЕЭС» предусмотрено подключение Западного энергорайона к Южно-Якутскому энергорайону с середины 2018 года, при этом фактическое объединение Западного, Центрального и Южно-Якутского энергорайонов Республики Саха (Якутия) с включением Западного и Центрального энергорайонов в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрено с 01.01.2019 (приложение 4.3.7);

** (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой (сальдо перетоков), в соответствии с прогнозом на электрическую энергию и мощность на период 2018-2022 гг. (проект СиПР ЕЭС на 2018-2024 годы).

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2022 год составляет 1813 млн кВт.ч, в маловодных условиях 1462 млн кВт.ч.

Баланс мощности Западного энергорайона приведен в таблице 4.2.8.

Таблица 4.2.8 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт

Западный энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность*	564	658	699	711	721	734
Резерв мощности	232	85	85	85	85	85
ИТОГО спрос на мощность	796	743	784	796	806	819
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	887	887	887	887	887	887
ГЭС	887	887	887	887	887	887
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	207	207	207	207	207	207
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	91	144	103	91	81	68

Баланс мощности Западного энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 68 МВт.

Балансы электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 4.2.9 и 4.2.10 соответственно.

Таблица 4.2.9 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного года, млн кВт.ч

Западный энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	2950	3206	3467	3570	3610	3689
ИТОГО потребность	2950	3206	3467	3570	3610	3689
Производство электрической энергии	3003,6	3300	3300	3300	3300	3300
ГЭС	3001	3300	3300	3300	3300	3300
КВГЭС 1, 2	2269	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	732	1095	1095	1095	1095	1095
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	54	94	-167	-270	-310	-389

Таблица 4.2.10 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий маловодного года, млн кВт.ч

Западный энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	2950	3206	3467	3570	3610	3689
ИТОГО потребность	2950	3206	3467	3570	3610	3689
Производство электрической энергии	3003,6	2949	2949	2949	2949	2949
ГЭС	3001	2949	2949	2949	2949	2949
КВГЭС 1, 2	2269	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	732	859	859	859	859	859
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	54	-257	-518	-621	-661	-740

Баланс электроэнергии Западного энергорайона для условий средневодного года в период до 2018 года складывается избыточным. В 2019-2022 годы наблюдается дефицит электроэнергии в размере 167-389 млн кВт.ч. В условиях маловодного года возникновение дефицита возможно уже в 2018 году в размере 257 млн кВт.ч., с увеличением к 2022 году до 740 млн кВт.ч. Для покрытия дефицита требуется передача электроэнергии из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

Баланс мощности Центрального энергорайона приведен в таблице 4.2.11.

Таблица 4.2.11 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт

Центральный энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность	308	336	337	337	340	340
Резерв мощности	213	55	55	55	55	55
ИТОГО спрос на мощность	521	391	392	392	395	395
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	573,5	573,5	538,5	538,5	538,5	538,5
ТЭС	573,5	573,5	538,5	538,5	538,5	538,5
Якутская ГРЭС	368	368	333	333	333	333
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	575,0	573,5	538,5	538,5	538,5	538,5
ТЭС	575,0	573,5	538,5	538,5	538,5	538,5
Якутская ГРЭС	383,0	368,0	333,0	333,0	333,0	333,0
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180,0	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	54,0	182,5	146,5	146,5	143,5	143,5

Баланс мощности Центрального энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 140 МВт.

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона приведен в таблице 4.2.12.

Таблица 4.2.12 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт.ч

Центральный энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	1649	1735	1746	1756	1760	1767
ИТОГО потребность	1649	1735	1746	1756	1760	1767
Производство электрической энергии	1649	3441	3441	3441	3441	3441
ТЭС	1649	3441	3441	3441	3441	3441
Якутская ГРЭС	1512	2208	2208	2208	2208	2208
Якутская ТЭЦ	63	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	75	1161	1161	1161	1161	1161
Число часов использования установленной мощности ТЭС	2555	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	1706	1695	1685	1681	1674

Баланс электроэнергии Центрального энергорайона в рассматриваемый период 2018-2022 годы складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 1674 млн кВт.ч.

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.2.13.

Таблица 4.2.13 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Южно-Якутский энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность	316,0	341,9	361,1	361,8	362,8	372,5
Резерв мощности	70	210	210	210	210	210
ИТОГО спрос на мощность	385,5	551,9	571,1	571,8	572,8	582,5
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	232,5	66,1	46,9	46,2	45,2	35,5

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 35,5 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 4.2.14.

Таблица 4.2.14 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт.ч

Южно-Якутский энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	1935	2130	2242	2311	2354	2415
ИТОГО потребность	1935	2130	2242	2311	2354	2415
Производство электрической энергии	1935	3708	3708	3708	3708	3708
ТЭС	1935	3708	3708	3708	3708	3708
Нерюнгринская ГРЭС		3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ		288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности ТЭС	3131	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	1578	1466	1397	1354	1293

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 1293 млн кВт.ч. Передача избытков электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона предусматривается в Западный и Центральный энергорайоны (в случае возникновения дефицита в указанных энергорайонах) и в ОЭС Востока.

Оценка перспективной балансовой ситуации показывает, что баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 460,5 МВт. Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2022 год составляет 1813 млн кВт.ч, в маловодных условиях 1462 млн кВт.ч.

Балансы мощности каждого из трех энергорайонов в отдельности также складываются удовлетворительно. В Западном энергорайоне наблюдается дефицит электроэнергии с 2019 года в средневодных условиях, с 2018 года в маловодных условиях. Для исключения данного дефицита требуется передача электроэнергии из ЮЯЭР (ОЭС Востока) по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

4.1.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности по варианту Правительства Республики Саха (Якутия)

Западный энергорайон

Нормативный резерв мощности в Западном энергорайоне принят в размере наиболее загруженного генератора энергосистемы.

Динамика установленной мощности электростанций Западного энергорайона приведена в таблице 4.1.3.1, прогнозная выработка электроэнергии для условий средневодного года в таблице 4.1.3.2, прогнозная выработка электроэнергии для условий маловодного года – в таблице 4.1.3.3.

Таблица 4.1.3.1 – Установленная мощность электростанций Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Установленная мощность (без учета ДЭС)</i>	958	958	958	958	958	958
Каскад Вилюйских ГЭС 1,2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278	278
<i>Располагаемая мощность</i>	887	887	887	887	887	887
Каскад Вилюйских ГЭС 1,2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	207	207	207	207	207	207

Таблица 4.1.3.2 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона в средневодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Каскад Вилюйских ГЭС 1,2	2269	2857	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	732	1112	1112	1112	1112	1112
Прочие электростанции	2	2	2	2	2	2
<i>ИТОГО выработка</i>	3003	3971	3971	3971	3971	3971

Таблица 4.1.3.3 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Каскад Вилюйских ГЭС 1,2	2269	2183	2183	2183	2183	2183
Светлинская ГЭС	732	859	859	859	859	859
Прочие электростанции	2	2	2	2	2	2
<i>ИТОГО выработка</i>	3003	3044	3044	3044	3044	3044

Балансы мощности и электроэнергии Западного энергорайона разработаны для двух вариантов: без ввода кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан и с вводом кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан (описание см. в разделе 2.13).

Балансы мощности и электроэнергии Западного энергорайона для варианта без ввода кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан приведены в таблицах 4.1.3.4-4.1.3.6, для варианта с вводом кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан – в таблицах 4.1.3.7-4.1.3.9.

Таблица 4.1.3.4 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (без ввода кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	586	603	700	713	728	742
Расчетный резерв мощности	93	93	93	93	93	93
ИТОГО потребность	679	696	793	806	821	835
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	958	958	958	958	958	958
ГЭС	958	958	958	958	958	958
Ограничения мощности на час нагрузки	134	71	71	71	71	71
ГЭС	134	71	71	71	71	71
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	824	887	887	887	887	887
ГЭС	824	887	887	887	887	887
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	238	191	94	81	66	52

Таблица 4.1.3.5 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в средневодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (без ввода кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	3003	3190	3698	3776	3837	3905
Выработка электроэнергии	3003	3971	3971	3971	3971	3971
ГЭС	3001	3969	3969	3969	3969	3969
ТЭС	2	2	2	2	2	2
<i>Дефицит(-) / Избыток(+)</i>	<i>-</i>	<i>781</i>	<i>273</i>	<i>195</i>	<i>134</i>	<i>66</i>

Таблица 4.1.3.6 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (без ввода кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	3003	3190	3698	3776	3837	3905
Выработка электроэнергии	3003	3044	3044	3044	3044	3044
ГЭС	3001	3042	3042	3042	3042	3042
ТЭС	2	2	2	2	2	2
<i>Дефицит(-) / Избыток(+)</i>	<i>-</i>	<i>-146</i>	<i>-654</i>	<i>-732</i>	<i>-793</i>	<i>-861</i>

Таблица 4.1.3.7 – Баланс мощности Западного энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (с вводом кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	586	603	615	627	640	653
Расчетный резерв мощности	93	93	93	93	93	93
ИТОГО потребность	679	696	708	720	733	746
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года (без учета ДЭС)	958	958	958	958	958	958
ГЭС	958	958	958	958	958	958
Ограничения мощности на час нагрузки	134	71	71	71	71	71
ГЭС	134	71	71	71	71	71
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	824	887	887	887	887	887
ГЭС	824	887	887	887	887	887
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ(-)	238	191	179	167	154	141

Таблица 4.1.3.8 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в средневодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (с вводом кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	3004	3190	3253	3318	3385	3453
Выработка электроэнергии	3004	3971	3971	3971	3971	3971
ГЭС	3002	3969	3969	3969	3969	3969
ТЭС	2	2	2	2	2	2
<i>Дефицит(-)/Избыток(+)</i>	<i>-</i>	<i>781</i>	<i>718</i>	<i>653</i>	<i>586</i>	<i>518</i>

Таблица 4.1.3.9 – Баланс электроэнергии Западного энергорайона в маловодные годы, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия) (с вводом кольца Усть-Кут – Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан)

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	3004	3190	3253	3318	3385	3453
Выработка электроэнергии	3004	3044	3044	3044	3044	3044
ГЭС	3002	3042	3042	3042	3042	3042
ТЭС	2	2	2	2	2	2
<i>Дефицит(-) / Избыток(+)</i>	<i>-</i>	<i>-146</i>	<i>-209</i>	<i>-274</i>	<i>-341</i>	<i>-409</i>

Баланс мощности и баланс электроэнергии для условий средневодных лет Западного энергорайона складываются удовлетворительно для того и другого варианта электросетевых объектов. Баланс электроэнергии для условий маловодных лет складывается с дефицитом в 2022 г. в варианте без ввода кольца Усть-Кут –Пеледуй - Сухой Лог - Мамакан в размере 861 млн кВт·ч, в варианте с вводом кольца – 409 млн кВт·ч.

(2) Центральный энергорайон

В Центральном энергорайоне в рассматриваемый период в соответствии с намерениями собственника, согласованными Правительством Республики Саха (Якутия), производится постепенный вывод из эксплуатации газотурбинных установок Якутской ГРЭС: в 2018 г. блоки №№ 5, 6, 11 суммарной установленной мощностью 82 МВт, в 2019 г. блок №1 установленной мощностью 45 МВт, в 2020 блоки №№ 9, 10, 12 суммарной мощностью 36 МВт.

В 2017 г. в эксплуатацию была введена первая очередь Якутской ГРЭС Новая установленной мощностью 193 МВт.

Нормативный резерв мощности Центрального энергорайона принят в размере нагрузки наиболее загруженного генератора энергосистемы. Динамика установленной мощности электростанций Центрального энергорайона приведена в таблице 4.1.3.10, баланс мощности – в таблице 4.1.3.11, динамика выработки электроэнергии – в таблице 4.1.3.12.

Таблица 4.1.3.10 – Установленная мощность электростанций Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Установленная мощность</i>	573	491	446	410	410	410
Якутская ГРЭС	368	286	241	205	205	205
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193	193	193	193	193	193
<i>Располагаемая мощность</i>	620	539	482	458	458	458
Якутская ГРЭС	428	334	277	253	253	253
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	180	193	193	193	193	193

Таблица 4.1.3.11 – Баланс мощности Центрального энергорайона, МВт (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	308	323	329	342	345	349
Расчетный резерв мощности	57	57	57	57	57	57
ИТОГО потребность	365	380	386	399	402	406
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года	573	491	446	410	410	410
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	575	539	482	458	458	458
ИТОГО покрытие	575	539	482	458	458	458
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ(-)	267	159	96	59	56	52

Таблица 4.1.3.12 – Прогнозная выработка электроэнергии электростанциями Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Электростанция	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Якутская ГРЭС	1512	979	1385	1265	1265	1265
Якутская ТЭЦ	54	50	60	60	60	60
Якутская ГРЭС Новая	75	695	965	965	965	965
Прочие электростанции	9	4				
<i>ИТОГО выработка</i>	<i>1650</i>	<i>1728</i>	<i>2410</i>	<i>2290</i>	<i>2290</i>	<i>2290</i>

В 2018-2022 гг. баланс мощности Центрального энергорайона складывается удовлетворительно.

Баланс электроэнергии приведен в таблице 4.1.3.13. Баланс электроэнергии в 2018-2022 гг. в Центральном энергорайоне складывается удовлетворительно.

Таблица 4.1.3.13 – Баланс электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт·ч (вариант Правительства Республики Саха (Якутия))

Статья баланса	Год					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	1650	1728	1760	1830	1850	1870
Выработка электроэнергии	1650	1728	2410	2290	2290	2290
ТЭС	1650	1728	2410	2290	2290	2290
<i>Дефицит(-) / Избыток(+)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>650</i>	<i>460</i>	<i>440</i>	<i>420</i>

(3) Южно-Якутский энергорайон

Динамика установленной мощности электростанций Южно-Якутского энергорайона, баланс мощности, динамика выработки электроэнергии и баланс электроэнергии приведены в разделе 4.1.2.

4.1.4. Прогноз потребления тепловой энергии

В рассматриваемой перспективе с 2016 по 2022 годы в республике намечается прирост теплопотребления в связи с развитием и расширением существующих промышленных производств, а также освоением и разработкой новых крупных месторождений угля, нефти и газа. Прогноз потребления тепловой энергии крупными промышленными потребителями на период до 2022 г. представлен в таблице 4.1.4.1.

Основной прирост теплопотребления связан с вводом в эксплуатацию комплексов предприятий по освоению Талаканского НГКМ (ОАО «Сургутнефтегаз»), Чаяндынского НГКМ (ООО «Газпром добыча Ноябрьск») и ростом теплопотребления действующих предприятий: ООО «Таас Юрях нефтегазодобыча», ОАО «Золото Селигдара», АО «Алмазы Анабара», ОАО ПО «Якутцемент» и др.

Прогноз потребления тепловой энергии населением и коммунально-бытовым сектором выполнен с учетом прогноза численности населения и данным по перспективному вводу жилой площади в республике. В соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2018-2020 гг. численность населения региона в 2020 г. увеличится на 1,5% по сравнению с уровнем 2016 г. Данные на последующие годы приняты в соответствии с Долгосрочным прогнозом социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года, прирост численности населения Республики за период с 2016 по 2022 гг. составит 2,2%. Данные об изменении площади жилого фонда, а также темпы замены ветхого и аварийного жилья приняты согласно государственной программе Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем и повышение качества жилищно-коммунальных услуг на 2018-2022 гг.

Таблица 4.1.4.1 – Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Республики Саха (Якутия) в период до 2022 года, тыс. Гкал

Наименование предприятия	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ОАО «Нерюнгринский городской водоканал»	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
АО «ДСК»	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6
АО "ХК Якутуголь"	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4	207,4
АК «Алроса» (ПАО)	624,3	624,3	627,5	637,1	640,1	640,1	640,1
ОАО «Золото Селигдара»	16,3	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
АО «Алмазы Анабара»	12,4	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
ОАО ПО «Якутцемент»	108,9	110,2	111,2	111,2	111,2	111,2	111,2
ПАО «Транснефть»	50,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52
ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (освоение Чайдинского НГКМ)				409,6	281,7	281,7	281,7
ООО «Таас Юрях нефтегазодобыча» (освоение Центрального блока Средне-Ботуобинского НГКМ)	28,6	42,1	71,7	102,2	126,8	126,8	126,8
ОАО «Сургутнефтегаз»	242,2	239,5	257,5	257,5	257,5	257,5	257,5
ОАО "Якутская топливно-энергетическая компания"	16,0	16,1	15,9	16,0	17,3	19,1	19,1
Освоение Эльгинского месторождения угля	7,3	7,3	7,3	15,0	20,0	25,0	25
АО "Полюс Алдан"	198,0	200,7	195,9	195,9	195,9	195,9	195,9
АО НК "Гуймаада-нефть"	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

Источник: данные предприятий (приложения 2.4, 2.6, 2.9, 2.17, 4.2, 4.5, 4.6)

По результатам выполненных прогнозных оценок доля ветхого и аварийного жилья за рассматриваемый период сократится на 4,7% и в 2022 г. составит 11,8% (Согласно Прогнозу социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2018-2020 гг.). Кроме того, за рассматриваемый период времени общая площадь жилого фонда в республике увеличится на 24,4%. Обеспеченность жильем в Республике Саха (Якутия) в период до 2021 г. увеличится на 4,8% и в 2022 г. составит 26,5 квадратных метра жилья на человека (таблица 4.1.4.2).

Таблица 4.1.4.2 – Исходные данные для прогнозирования теплоснабжения населением и коммунально-бытовым сектором

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Численность населения, тыс. чел.	961,2	964,1	967,8	971,9	975,9	978	982,1
Суммарный ввод жилья, тыс. м ²	600	650	750	850	850	1000	1000

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
из них:							
Ввод жилья взамен выведенного ветхого и аварийного жилья, тыс. м ²	112,6	153,4	220	210	210	0	0
Ввод жилья, тыс. м ²	487,4	496,6	530	640	640	1000	1000
Площадь ветхого и аварийного жилья, тыс. м ²	3448,2	3294,8	3173,6	2995,4	2830,3	2957,7	3076
Доля ветхого и аварийного жилья, %	16,5%	15,3%	14%	12,9%	11,8%	11,8%	11,8%
Жилищный фонд, тыс. м ²	20887,4	21537,4	22287,4	23137,4	23987,4	24987,4	25987,4
Обеспеченность жильем, м ² /чел.	21,74	22,3	23	23,8	24,6	25,5	26,5

Источник: Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем и повышение качества жилищно-коммунальных услуг на 2018-2022 гг.», Прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на 2018-2020 гг., Долгосрочный прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года, оценка авторов.

В соответствии с выполненным прогнозом потребление тепловой энергии в республике возрастет с 11,3 млн Гкал в 2016 г. до 12,6 млн. Гкал к 2022 г.: суммарный прирост теплотребления составит 11,5%. В таблице 4.1.4.3 и на рисунке 4.1.4.1 представлена структура потребления тепловой энергии на период до 2022 г.

Таблица 4.1.4.3 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2022 года, тыс. Гкал

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Теплопотребление, всего	11323,8	11090,2	11326,4	11632,9	11925,8	12190,5	12559,1
в том числе:							
населением	5541,1	5449,0	5587,5	5694,1	5737,8	5862	6096,6
коммунально-бытовым сектором	2687,9	2488,9	2515,4	2561,3	2590,6	2698,6	2806,6
прочими отраслями, из них:	3094,8	3152,4	3223,6	3377,5	3597,4	3629,8	3655,8
промышленностью	2480,1	2531,6	2596,5	2744,2	2957,7	2983,7	3003,3

Основной прирост теплотребления на период 2016-2022 гг. будет обеспечиваться за счет развития существующих и строительства новых промышленных производств. За рассматриваемый период увеличение потребления тепловой энергии промышленностью составит 21,1%. Прирост теплотребления населением и коммунально-бытовым сектором за период 2016-2022 гг. составит 10,0 и 4,4% соответственно.

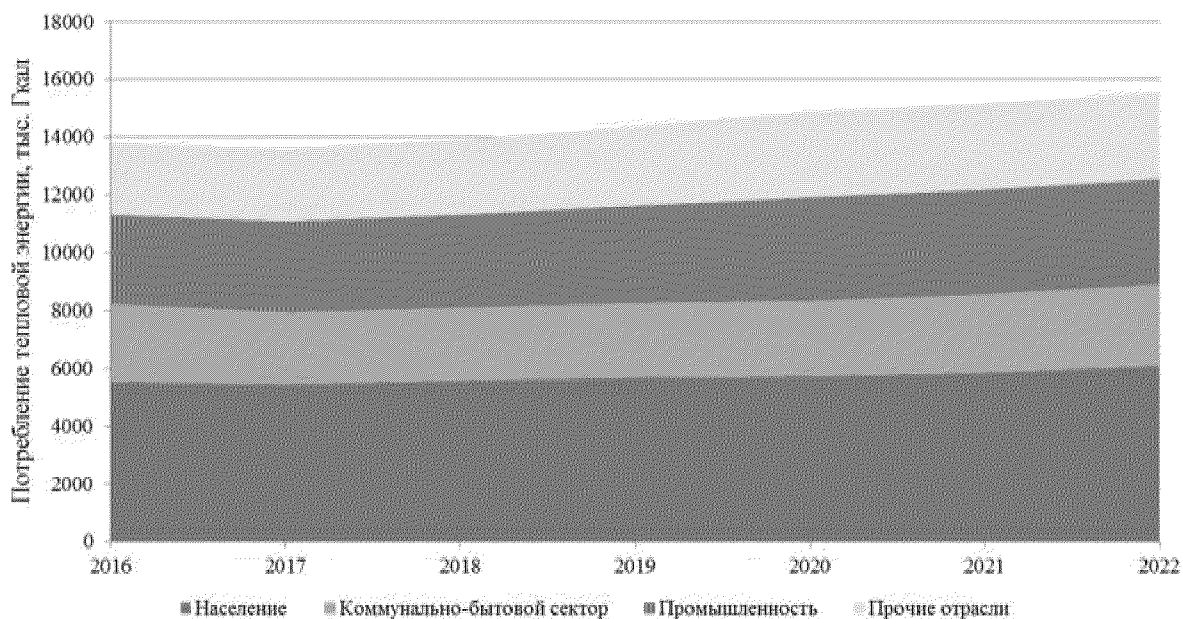


Рисунок 4.1.4.1 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2022 года

В соответствии с рис.4.1.4.1 за рассматриваемый период до 2022 г. наблюдается равномерное увеличение теплотребления населением, в то же время потребление тепловой энергии промышленными предприятиями увеличивается относительно более высокими темпами.

Суммарные уровни теплотребления в республике на период до 2022 г. с указанием абсолютного годового и темпов прироста представлены в таблице 4.1.4.4

Таблица 4.1.4.4 – Суммарные уровни и темпы прироста теплотребления в Республике Саха (Якутия) в период до 2022 года

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11323,8	11090,2	11326,4	11632,9	11925,8	12190,5	12559,1
Абсолютный прирост теплотребления, тыс. Гкал		-233,6	236,2	306,6	292,9	246,6	368,7
Среднегодовые темпы прироста, %		-2,1%	2,1%	2,7%	0,0252%	2,2%	3,0%

Как видно из таблицы 4.1.3.4 среднегодовые темпы прироста потребления тепловой энергии в целом по республике имеют положительную тенденцию на протяжении рассматриваемого перспективного периода. В начальные годы перспективного периода, после спада 2017 г., прирост теплотребления предположительно составит 2,1-2,2%, в 2022 г. – 3,0%.

4.2. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы республики

Для определения уровней напряжений в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнен расчет электроэнергетических режимов.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше Якутской энергосистемы, представленной в приложении 4.3.1 с учетом реконструкции и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на перспективу 2018-2022 годы по годам.

Для каждого года расчет установившихся режимов выполнен для:

- режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних минимальных нагрузок выходного дня.

Выполнены расчеты нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов в нормальной и ремонтных схемах в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» и «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Развитие электросетевых объектов энергосистемы определяется решением следующих основных задач:

- выдачи мощности вновь вводимых электростанций;
- приведения параметров электросетевых объектов к нормативным требованиям по надежности электроснабжения потребителей;
- развития электрических связей со смежными энергосистемами для обеспечения балансовых и режимных перетоков мощности;
- минимизации ограничений на прием мощности в отдельных энергоузлах и энергорайонах;
- обеспечения присоединения новых потребителей.

В отчетном 2017 году от ЗЭР Республики Саха (Якутия) осуществлялось электроснабжение энергопринимающих устройств ЗАО «Витимэнергострой» по существующей ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полнос.

На рассматриваемый перспективный период, начиная с 2019 года, принята раздельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири: в 4 квартале 2018 года предусмотрен ввод ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог, ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан с замыканием кольца 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут и работой ПС 220 кВ Пеледуй в составе ОЭС Сибири без параллельной работы ОЭС Сибири и ЗЭР Республики Саха (Якутия) (выключатели ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233, Л-234) отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

Фактическое объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы Республики осуществлено по двум одноцепным ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-16, при этом в отчетных режимах выключатели ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244) отключены со стороны ПС 220 кВ НПС-15 для осуществления точки раздела между энергорайонами. Синхронная работа Западного и Южно-Якутского энергорайонов с включением Западного

энергорайона в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрена с 01.01.2019 (приложение 4.3.7).

Центральный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя, нормально отключенной в отчетных режимах. После завершения строительства заходов ВЛ 35, 110 кВ на ПС 220 кВ Майя для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго (планируемый срок ввода заходов – IV квартал 2018 г.) намечается включение на параллельную работу Центрального и Южно-Якутского энергорайонов. Синхронная работа указанных энергорайонов с включением Центрального энергорайона в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у заместителя Председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 №АД-П9-14пр п.1 предусмотрена с 01.01.2019 (приложение 4.3.7).

Расчет электроэнергетических режимов выполнен для отчетного 2017 года для выявления «узких мест», а также на 2022 год для проверки наличия выявленных ранее (в 2017 году) «узких мест». В период с 2018-2021 годы топология сети изменялась незначительно, в энергорайонах происходил прирост нагрузки согласно прогнозу, соответственно дальнейший расчет режимов был проведен для 2022 года с максимальной прогнозной нагрузкой. Для периода 2018-2021 годы приведены только нормальные режимы.

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 4.3.2.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 4.3.3.

4.2.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше

На основании электрических расчетов в существующей схеме проведен анализ проблем и составлен перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, выполнен анализ необходимости сооружения дополнительных электросетевых объектов 110 кВ и выше, реконструкции существующих и установки средств компенсации реактивной мощности. Расчетные модели 2017 года согласованы филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (приложение 4.3.4).

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2017 г. показал:

в послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимних максимальных нагрузок (потребление Вилюйского энергорайона – 61 МВт) снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.2). С учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 7,3 МВт уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск поднимается выше аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.3);

в послеаварийных режимах после отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная на уровне зимних максимальных нагрузок (потребление Вилуйского энергорайона – 61 МВт) снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.4). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201/Л-202) составляет 833 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 720$ А, установленных на КВГЭС и ПС 220 кВ Районная в ячейках указанной ВЛ.

С учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 12 МВт уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск поднимается выше аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.5). Для обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201/Л-202) дополнительно необходим ввод ГВО в объеме 45 МВт. Общий объем отключаемой нагрузки – 57 МВт (приложение 4.3.3, рис.6).

Необходимо изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201, Л-202) со стороны Каскада Вилуйских ГЭС 1,2 для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 1200 А.

Для исключения ввода ГВО для обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201/Л-202) необходимо восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС (приложение 4.3.3, рис.7);

В режиме ремонта ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207) на уровне зимнего максимума нагрузок токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-206) составляет 457 А, что превышает ДДТН ТТ с $I_{\text{ДДТН}} = 400$ А, установленных на ПС 220 кВ Айхал в ячейках указанной ВЛ (приложение 4.3.3, рис.8).

Требуется изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206, Л-207) на ПС 220 кВ Айхал для обеспечения номинального током первичной обмотки не менее 600 А;

в послеаварийном режиме после отключения 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал на уровне зимних максимальных нагрузок, сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.9). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) составляет 544 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 480$ А, установленного на ПС 220 кВ Айхал в ячейке указанной ВЛ.

Необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объёме 32 МВт для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) и 43 МВт для обеспечения допустимой токовой нагрузки оставшейся в работе ВЛ 220 кВ (приложение 4.3.3, рис.10, 11).

Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН, действующее на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на ПС 220 кВ ГПП-6.

Для снижения объемов ГВО необходимо изменение коэффициента трансформации ТТ на ПС 220 кВ Айхал в ячейке ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал

(Л-203, Л-204, Л-208) для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 600 А.

Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

в послеаварийном режиме после отключения 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимних максимальных нагрузок, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона (приложение 4.3.3, рис.12). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

в схеме ремонта 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в период зимнего максимума нагрузок токовая нагрузка 2АТ(1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 246 А, что превышает ДДТН на 55,7 %, требуется ввод ГВО в объеме 36 МВт (приложение 4.3.3, рис.13,14). Для исключения ввода ГВО при аварийном ремонте АТ необходима реализация технического решения по увеличению трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА, либо замена существующих АТ на АТ мощностью не менее 125 МВА);

в режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимних максимальных нагрузок токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 544 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 450$ А, установленного на ПС 220 кВ Районная в ячейке указанной ВЛ (приложение 4.3.3, рис.15).

Требуется замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная на ТТ с током первичной обмотки не менее 600 А;

в режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) на уровне зимних максимальных нагрузок уровень напряжения на шинах ПС Ленско-Олекминского района и транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ.

С учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 14 МВт уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск поднимается выше аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.15.1). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) составляет 661 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 450$ А, установленного на ПС 220 кВ Районная в ячейке указанной ВЛ.

Для обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) дополнительно к АОСН необходим ввод ГВО в объеме 46 МВт. Общий объем отключаемой нагрузки – 60 МВт (приложение 4.3.3, рис.15.2).

Для снижения объемов ГВО необходимо изменение коэффициента трансформации ТТ на ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) для обеспечения номинального первичного тока обмотки не менее 600 А.

В остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2017 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

4.2.2. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше

Развитие электрической сети 110 кВ и выше принято в соответствии с разделом 4.3. Уровни нагрузки перспективных потребителей приняты на основании ТУ, а также согласно письмам ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» (нагрузки КС и НПС, приложение 4.3.5).

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 4.3.2.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 4.3.3.

2018-2022 годы

Расчеты характерных нормативных возмущений в нормальных и ремонтных схемах выполнены для 2022 года. В связи с равнозначностью выводов по результатам расчета режимов отчетного 2017 года и перспективного 2022 года для 2017-2021 годов представлены расчеты нормальных режимов.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на 2022 г. показал:

в послеаварийных режимах после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимних максимальных нагрузок (потребление Вилюйского энергорайона – 61 МВт) снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.36). С учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 8,9 МВт уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск поднимается выше аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.37);

в послеаварийных режимах после отключения 2СШ-220 кВ ПС 220 кВ Районная на уровне зимних максимальных нагрузок (потребление Вилюйского энергорайона – 61 МВт) снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.38). С учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 11,2 МВт уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск поднимается выше аварийно допустимого уровня в 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.39);

В режиме ремонта ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207) токовая загрузка ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-206) составляет 537 А, что превышает ДДТН ТТ с $I_{\text{ДДТН}} = 400$ А, установленных на ПС 220 кВ Айхал в ячейках указанной ВЛ (приложение 4.3.3, рис.40).

Требуется замена ТТ ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206, Л-207) на ПС 220 кВ Айхал на ТТ с номинальным током первичной обмотки не менее 600 А;

в послеаварийном режиме после отключения 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал на уровне зимних максимальных нагрузок, сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-208), снижается уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня 84,7 кВ (приложение 4.3.3, рис.41). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204) составляет 566 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 480$ А, установленного на ПС 220 кВ Айхал в ячейке указанной ВЛ.

Необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объёме 74 МВт для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) и 83 МВт для обеспечения допустимой токовой нагрузки оставшейся в работе ВЛ 220 кВ (приложение 4.3.3, рис.42,43).

Для исключения снижения напряжения ниже АДН в послеаварийном режиме и минимизации объема ГВО необходима реализация мероприятий по созданию устройства АОСН, действующее на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на ПС 220 кВ ГПП-6.

Необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС;

в послеаварийном режиме после отключения 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимних максимальных нагрузок, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Виллойского энергорайона (приложение 4.3.3, рис.44). Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

в схеме ремонта 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в период зимнего максимума нагрузок токовая нагрузка 2АТ(1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 294 А, что превышает ДДТН на 81 %, требуется ввод ГВО в объёме 45 МВт (приложение 4.3.3, рис.45,46). Для исключения ввода ГВО при аварийном ремонте АТ необходима реализация технического решения по увеличению трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА, либо замена существующих АТ на АТ мощностью не менее 125 МВА);

в режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимних максимальных нагрузок токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232/Л-231) составляет 471 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 450$ А, установленного на ПС 220 кВ Районная в ячейке указанной ВЛ (приложение 4.3.3, рис.47).

Требуется замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) и ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная на ТТ с током первичной обмотки не менее 600 А;

в режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) на уровне зимних максимальных нагрузок токовая загрузка ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)

составляет 507 А, что превышает АДТН ТТ с $I_{\text{АДТН}} = 450$ А, установленного на ПС 220 кВ Районная в ячейке указанной ВЛ (приложение 4.3.3, рис.47.1).

Необходимо изменение коэффициента трансформации ТТ на ПС 220 кВ Районная в ячейке ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) для обеспечения номинального первичного тока обмотки не менее 600 А.

В остальных рассмотренных режимах на уровне зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2022 г. в нормальных и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

4.3. Развитие электросетевых объектов

4.3.1. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

При составлении перечня вводимых и реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2018-2022 годы были учтены следующие документы:

Схема и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России №143 от 01.03.2017 г.;

Проект схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы;

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «ДВЭУК».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2018-2022 годы приведена в Приложении 4.3.1. Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2018-2022 годы приведена в приложении 4.7.

Таблица 4.3.1 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2018-2022 годов, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный энергорайон				
1	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2018	Проект СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы
2	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс на напряжение 220 кВ с сооружением заходов на ПС 220 кВ Сухой Лог (2 км)	2 км	2018	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
3	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 ориентировочной протяженностью 262 км	262 км	2018	
4	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х169,9 км	2х169,9 км	2018	
5	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог трансформаторной мощностью 250 МВА	2х125 МВА	2018 2020	
6	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2)	2 ячейки 220 кВ	2018	ТУ на ТП
7	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олёкминск - КС-2	2х24,6 км 2х10 МВА	2019	ТУ на ТП
8	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2х40 МВА	2019	Проект СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы
9	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2020	
10	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 ориентировочной протяженностью 2х6,2 км	2х6,2 км		
11	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,4 МВт	12,4 МВт	2020	ТУ на ТП
Центральный энергорайон				
12	Реконструкция ПС 110 кВ Мохсоголлох (замена трансформатора 3Т)	25 МВА	2018	ТУ на ТП (приложение 4.3.6)
13	Расширение ПС 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго»	4 ячейки 35 кВ 6 ячеек 110 кВ КВЛ 110 кВ 2х4,41 км 8,62 км 8,72 км КВЛ 35 кВ 6,03 км 6,03 км 4,49 км 2,18 км	2018	ТУ на ТП
Южный энергорайон				
14	ПС 110 Тимир (Таежный ГОК) с ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	16 МВА 6,176 км	2018	ТУ на ТП
15	Строительство ПС 220 кВ Томмот трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63	2х63 МВА 2х16 МВА УШР 100 Мвар	2018	Проект СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 100 Мвар (1хУШР-100 Мвар)			
16	Сооружение ПС 110 кВ КС-4 с двумя ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4	2х10 МВА 2х7 км	2018	
17	Сооружение ПС 110 кВ Комсомольская. Сооружение двух одноцепных ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114, Л-115)	2х16 МВА	2018	
18	Реконструкция ПС 110 кВ Дежневская с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью не менее 25 МВА каждый	2х25МВА	2019	ТУ на ТП (Приложение 4.3.6)
19	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 и №2 ориентировочной протяженностью 544 км (2х272 км)	2х272 км 100 Мвар	2018 2020	
20	Строительство ПС 220 кВ Эльгауголь трансформаторной мощностью 250 МВА (2х125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 150 Мвар (2хШР-25 Мвар, 4хБСК-25 Мвар)	2х125 МВА 2хШР 25 Мвар 4хБСК 25 Мвар	2018 2020 2022	
21	Строительство ПП 220 кВ Амга	-		
22	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 14 км (2х7 км)	2х7 км	2019	Проект СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы
23	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА		
24	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	2х0,3 км	2019	
25	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2х40 МВА	2019	
26	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС	337 км	2019	

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	– НПС-19 – Томмот (№ 3) ориентировочной протяженностью 337 км			
27	Реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 16 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 12 МВА)	2x16 МВА	2019	
28	Строительство ПП 220 кВ Нагорный	-		
29	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2x8,8 км)	2x8,8 км		
30	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020	
31	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)	2x0,05		

Основное развитие электросетевого комплекса Республики Саха (Якутия) связано с вводом объектов ГТС «Сила Сибири» и с увеличением мощности нагрузки объектами ВСТО.

4.3.2. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов и по информации, предоставленной филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДРСК» в таблицу 4.3.2.1 сведен перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий.

В таблице 4.3.2.2 представлен перечень мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА).

Выполнение всех приведенных в таблицах мероприятий необходимо предусмотреть в период 2018-2022 годов.

Таблица 4.3.2.1 – Перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий

п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации ¹	Обоснование
1	ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (вторая ВЛ)	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС	2018	В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ отключение 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная в нормальной схеме, сопровождающееся односторонним отключением ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) и ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) и ВЛ 220 кВ Районная - Сунгар (Л-241), приводит к превышению АДТН ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201). Необходим ввод ГВО в объёме до 89 МВт дополнительно к объёму нагрузки, отключенной действием существующей АОСН на ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск. Необходимо восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС (по двум ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная)
2	ПС 220 кВ Айхал	Установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л 208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС	2018	В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в нормальной и ремонтных схемах в послеаварийных режимах, приводящих к электроснабжению Айхало-Удачинского энергорайона по одной ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал, ей токовая нагрузка превышает АДТН (480 А) и напряжение на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона снижается ниже АДН (84,7 кВ). Необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объёме до 61 МВт для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) и 64 МВт для обеспечения допустимой токовой нагрузки оставшейся в работе ВЛ 220 кВ. Необходима установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л 208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС
		Изменение коэффициента трансформации трансформатора тока (ТТ) ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206, Л-207) для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 600 А		В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в единичной ремонтной схеме одной из ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206, Л-207) наблюдается превышение ДДТН (400 А) оставшейся в работе ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6. Необходим ввод ГВО на ПС 220 кВ ГПП-6 в объёме до 10 МВт для обеспечения отсутствия превышения ДДТН. Необходимо изменение коэффициента трансформации трансформатора тока (ТТ) ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205, Л-206, Л-207) для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 600 А
		Изменение коэффициента трансформации трансформатора тока (ТТ) ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-204, Л-208) для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 600 А		В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в единичной ремонтной схеме одной из ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-204, Л-208) в послеаварийных режимах, после отключения одной из оставшихся в работе ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал, напряжение на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона снижается ниже АДН (84,7 кВ), наблюдается превышение АДТН (480 А) оставшейся в работе ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал. Необходим ввод ГВО в объёме 63 МВт для обеспечения напряжения выше АДН и 69 МВт для обеспечения отсутствия превышения АДТН.
3	ПС 220 кВ ГПП-6	Установка устройства АОСН, действующего на отключение нагрузки потребителей	2018	Необходима установка устройства АОСН, действующего на отключение нагрузки потребителей электрической энергии на ПС 220 кВ ГПП-6, а также изменение коэффициента

п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации ¹	Обоснование
		электрической энергии на ПС 220 кВ ГПП-6		трансформации трансформатора тока (ТТ) ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203, Л-204, Л-208) для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 600 А
4	ПС 220 кВ Сунтар	Увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар	2018	В единичной ремонтной схеме 1АТ(2АТ) ПС 220 кВ Сунтар в период зимнего максимума нагрузок токовая нагрузка 2АТ(1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 287 А, превышение ДДТН на 81%, требуется ввод ГВО в объеме до 40 МВт. Для исключения ввода ГВО при аварийном ремонте АТ необходима реализация технического решения по увеличению трансформаторной мощности ПС 220 кВ Сунтар (установка на ПС 220 кВ Сунтар 3АТ мощностью не менее 63 МВА, либо замена существующих АТ на АТ мощностью не менее 125 МВА). В качестве комплексного развития Нюрбинского и Верхневилуйского энергорайонов в разделе 4.7.1 настоящей работы представлено предварительное технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения потребителей данных районов.
5	ПС 220 кВ Сунтар	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	2018	В нормальной схеме в режиме зимнего максимума нагрузок в послеаварийном режиме после отключения 1СШ-220 ПС 220 кВ Сунтар происходит отключение потребителей, получающих электроснабжение от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар (на 1СШ-220 ПС 220 кВ Сунтар скоммутированы ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242)). Необходима фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар.
6	Каскад Вилейских ГЭС 1, 2	Изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная 1,2 с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201, Л-202) со стороны КВГЭС для обеспечения номинального первичного тока не менее 1200 А. Изменение должно сопровождаться модернизацией ДЗШ СШ 220 кВ КВГЭС	2018	В режиме зимних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ отключение 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная в нормальной схеме, сопровождающееся односторонним отключением ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная (Л-222) и ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202) и ВЛ 220 кВ Районная - Сунтар (Л-241), приводит к превышению АДТН ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201). Необходимо ввод ГВО в объеме до 89 МВт дополнительно к объему нагрузки, отключенной действием существующей АОСН на ПС 110 кВ Вилейск, ПС 110 кВ Верхневилуйск. Необходимо изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная 1, 2 с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201, Л-202) со стороны Каскада Вилейских ГЭС 1, 2 и ПС 220 кВ Районная для обеспечения номинального тока первичной обмотки не менее 1200 А
7	ПС 220 кВ Районная	Изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная 1,2 с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201, Л-202) со стороны ПС 220 кВ Районная для обеспечения номинального первичного тока не менее 1200 А.	2018	В режиме зимнего максимума нагрузок при температуре ОЗМ в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) / ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) с учетом работы сущ. устройств АОСН ПС 110 кВ Вилейск, ПС 110 кВ Верхневилуйск токовая нагрузка
		Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 Районная – Городская (Л-231, Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная на трансформаторы тока с	2018	

п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации ¹	Обоснование
		током первичной обмотки не менее 600 А		оставшейся в работе линии превышает АДТН (450 А) на 35 % (608 А). АДТН ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231, Л 232) определяется ТТ, установленными со стороны ПС 220 кВ Районная (450 А в течение 20 минут). Необходим ввод ГВО в объеме до 55 МВт дополнительно к объему нагрузки потребителей, отключенных действием АОСН. Требуется замена ТТ ВЛ 220 кВ Районная - Городская (Л-231 и Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная на ТТ с током первичной обмотки не менее 600 А
		Изменение коэффициента трансформации трансформатора тока (ТТ) ВЛ 220 Районная – Сунтар (Л-241) со стороны ПС 220 кВ Районная для обеспечения тока первичной обмотки не менее 600 А	2018	В режиме зимнего максимума нагрузок при температуре ОЗМ в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231) в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232) с учетом работы существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) превышает АДТН (450 А) на 41 % (633 А). Необходим ввод ГВО в объеме до 47 МВт дополнительно к объему нагрузки потребителей, отключенных АОСН. Требуется изменение коэффициента трансформации ТТ ВЛ 220 Районная – Сунтар (Л-241) со стороны ПС 220 кВ Районная для обеспечения первичного тока не менее 600 А

¹ - Сроком реализации определен 2018 год в связи с тем, что узкие места – это энергоузлы, недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в которых определено при текущих расчетных условиях, и реализация мероприятий по недопущению выхода параметров из области допустимых значений необходима уже сейчас. Фактический срок реализации может отличаться от требуемого в связи с необходимостью проведения проектных работ.

Таблица 4.3.2.2 – Перечень мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
ПС 220 кВ Олёкминск (АО "ДВЭУК")				
Сетевое оборудование				
1	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	-	2017, I этап ТЭО	2018
2	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	-	2017, I этап ТЭО	2018
3	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2017, I этап ТЭО	2018
4	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242)	-	2017, I этап ТЭО	2018

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
Противоаварийная и режимная автоматика				
5	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244))	АРПМ	2017, I этап ТЭО	2018
6	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245) и ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АРПМ	2017, I этап ТЭО	2018
7	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2018
8	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2018
9	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2018
10	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2018
11	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
12	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
13	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2018
14	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	
15	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	
16	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	
17	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Олекминск)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Сунтар (ПАО "Якутскэнерго")				
Противоаварийная и режимная автоматика				

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
18	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2019
19	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
20	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар)	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
21	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
22	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
23	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
24	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
25	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
26	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
27	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Сунтар)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ НПС-13 (АО "ДВЭУК")				
Сетевое оборудование				
28	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2017, I этап ТЭО	2018
29	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246)	-	2017, I этап ТЭО	2018
Противоаварийная и режимная автоматика				
30	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2017, I этап ТЭО	2018
31	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2018
32	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2018

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
33	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
34	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
35	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2018
36	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2017, I этап ТЭО	2018
37	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018
38	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018
39	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-13)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 (ПАО "Якутскэнерго")				
Сетевое оборудование				
40	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201)	-	2017, I этап ТЭО	2019
41	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202)	-	2017, I этап ТЭО	2019
Противоаварийная и режимная автоматика				
42	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2)	АОПЧ	2017, I этап ТЭО	2019
43	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2)	УОГ	2017, I этап ТЭО	2019
44	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ – 201))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
45	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (ВЛ – 202))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2019
46	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПР	2019, II этап ТЭО	2020
47	Изменение уставок АЧВР на Каскаде Вилюйских ГЭС 1, 2	АЧВР	2019, II этап ТЭО	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
48	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
49	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
50	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
51	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
52	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС КВГЭС – Районная)	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
53	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Айхал (ПАО "Якутскэнерго")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
54	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2017, I этап ТЭО	2019
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
55	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
56	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
57	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
58	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2019
59	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
60	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-208))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
61	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
62	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
ПС 220 кВ ГПП-6 (ПАО "Якутскэнерго")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
63	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2017, I этап ТЭО	2019
64	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики	АОСН	2017, I этап ТЭО	2019
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
65	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
66	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
67	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
68	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
ПС 220 кВ Городская (АО "ДВЭУК")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
69	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2018
70	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	АПВ УС	2017, I этап ТЭО	2018
71	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
72	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
73	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
74	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
75	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2018
76	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ	ПРМ	2019,	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
	Городская – НПС-12 (Л-248))		II этап ТЭО	
77	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2018
78	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
79	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018
80	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
81	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018
82	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
83	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Городская)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ НПС-12 (АО "ДВЭУК")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
84	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
85	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
86	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
87	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ДМ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
88	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2018
89	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРД	2017, I этап ТЭО	2018
90	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРД	2019, II этап ТЭО	2020
91	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
92	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2018
93	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
94	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-12)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Районная (АО "Виллойская ГЭС-3")				
Сетевое оборудование				
95	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201)	-	2017, I этап ТЭО	2019
96	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202)	-	2017, I этап ТЭО	2019
Противоаварийная и режимная автоматика				
97	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ПС 220 кВ Районная)	АПНУ	2019, II этап ТЭО	2020
98	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
99	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
100	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
101	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ДМ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
102	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
103	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ПРМ	2017, I этап ТЭО	2019
104	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
105	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019
106	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ	2017, I этап ТЭО	2019

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
107	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
108	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС КВГЭС – Районная)	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
109	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201))	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
110	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Районная)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ КС-1 (АО "ДВЭУК")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
111	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
112	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ФОЛ	2019, II этап ТЭО	2020
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
113	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ПРД/ПРМ	2019, II этап ТЭО	2020
114	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ПРД	2019, II этап ТЭО	2020
115	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
116	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ВЧ	2019, II этап ТЭО	2020
117	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ КС-1)	УТМ	2019, II этап ТЭО	2020
Светлинская ГЭС (АО "Вилуйская ГЭС-3")				
Противоаварийная и режимная автоматика				
118	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Светлинская ГЭС)	АЧВР	2019, II этап ТЭО	2020
Якутская ГРЭС Новая (АО «Якутская ГРЭС-2»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
119	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Якутская ГРЭС Новая)	УОГ	2019, II этап ТЭО	2020
120	Система мониторинга переходных процессов (Якутская ГРЭС Новая)	СМПР	2019,	2020

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
			II этап ТЭО	
ПС 110 кВ Табага (ПАО «Якутскэнерго»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
121	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя – Табага 1 цепь)	АОПО	2019, II этап ТЭО	2020
122	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя – Табага 2 цепь)	АОПО	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Нижний Куранах (ПАО «ФСК ЕЭС»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
123	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
124	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-16)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
125	Замена ТТ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-16 на ТТ с номинальным первичным током не менее 600 А	-	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Майя (ПАО «ФСК ЕЭС»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
126	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №1)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
127	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №2)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Томмот (ПАО «ФСК ЕЭС»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
128	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №1)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
129	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №2)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
ПС 220 кВ Тында (ПАО «ФСК ЕЭС»)				
Противоаварийная и режимная автоматика				
130	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПР	2019, II этап ТЭО	2020
Нерюнгринская ГРЭС (АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС)				
Противоаварийная и режимная автоматика				

№ п/п	Наименование мероприятия (оборудования), устройств ПА, устройств передачи аварийных сигналов и команд	Функции устройства	Планируемый год реализации по ТЭО РЗА ЯРДУ, этап ТЭО РЗА	Предложения АО «СО ЕЭС» по сроку реализации ¹
131	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында №1)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
132	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный)	АЛАР	2019, II этап ТЭО	2020
133	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2019, II этап ТЭО	2020

4.4. Развитие генерирующих объектов

4.4.1 Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе 2018-2022 годы ввод в эксплуатацию, изменение установленной мощности и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей для базового варианта СиПР (вариант АО «СО ЕЭС») отсутствует.

При этом согласно данным собственника генерирующих мощностей (ПАО «Якутскэнерго»), согласованным с Правительством Республики Саха (Якутия), предусмотрен вывод генераторов Якутской ГРЭС. Данные приведены в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей на электростанциях по данным собственника генерирующих мощностей (ПАО «Якутскэнерго»)

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
Якутская ГРЭС	№5, ГТ-35-770-2	Вывод	35	2018	Предельная наработка
	№6, ГТ-35-770-2		35		
	№11, ГТГ-12В		12		
	№1, ГТЭ-45-3		45	2019	
	№9, ГТГ-12В		12	2020	
	№10, ГТГ-12В		12		
	№12, ГТГ-12В		12		

Баланс мощности ЦЭР с учетом данных собственника генерирующих мощностей (ПАО «Якутскэнерго») по выводу приведен в разделе 4.1.3.

В рассматриваемый период строительство крупных котельных в зоне централизованного электроснабжения, альтернативными вариантами которых могли бы выступить ГТУ-ТЭЦ, не намечается. Данный фактор обусловлен отсутствием новых промышленных потребителей в газифицированной зоне и малыми тепловыми и электрическими нагрузками сельских населенных пунктов. Возможные направления развития когенерации на базе газотурбинных электростанций могут возникнуть, при реализации Восточной газовой программы, с газификацией прилегающих территорий, в экономически перспективных районах южной и западной Якутии.

Для покрытия дефицита тепловой мощности, в связи с предполагаемым приростом нагрузки и выводом мощностей Якутской ГРЭС, к 2019 г. необходим ввод дополнительной тепловой мощности в объеме 300 Гкал/ч в узле Якутской ГРЭС (пиковой котельной). В 2018 году запланировано закрытие котельной 106 кв. г. Якутска.

4.4.2 Энергоисточники децентрализованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяют существенно расширять централизацию электроснабжения. Потребители будут обеспечиваться электроэнергией от локальных энергоисточников малой мощности, в основном, дизельных электростанций. Отсутствие крупных потребителей на этой территории обуславливает нецелесообразность строительства энергоисточников большой установленной мощности. Исключение составляют крупные потребители при разработке перспективных месторождений, такие как ОАО «Сургутнефтегаз».

Для обеспечения потребности в электроэнергии этих потребителей необходимо сооружение собственных энергоисточников. С этой целью, исходя из наличия топливных ресурсов на разрабатываемых месторождениях, планируется строительство ГТУ в п. Кысыл-Сыр, ГТУ-ТЭЦ на Среднеботуобинском НГКМ и Чаяндинском НГКМ. Вводы мощности этих энергоисточников приведены в таблице 4.4.2.

В рассматриваемый период до 2022 г. в зоне децентрализованного электроснабжения планируется строительство двух электростанций ООО «Газпром добыча Ноябрьск» установленной мощностью 17,5 и 72 МВт для питания потребителей Чаяндинского НГКМ. Потребители первоочередных объектов Чаяндинского НГКМ подключаются к сторонним источникам электроснабжения: УКПГ – к энергокомплексу ПАЭС-2500 ООО «Бурэнерго», площадки ПСП – к ЗРУ НПС-11 ВСТО (см. приложение 4.2).

Таблица 4.4.2 – Вводы мощности энергоисточников крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2017	2018	2019	2020	2021	
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:		-	85,5	72	-	157,5
Объекты обустройства Чаяндинского НГКМ	-	-	17,5	72	-	89,5
Освоение центрального блока Среднеботуобинского НГКМ		-	60	-	-	60
Объекты ОАО «ЯТЭК» в п. Кысыл-Сыр	-	-	8	-	-	8

Примечание – мощности энергоисточников приведены ориентировочно с учетом резерва и должны уточняться при проведении проектных работ.

ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» в 2019 г. планирует ввести в эксплуатацию энергоисточники суммарной установленной мощности от 60 до 90 МВт, покрывающие нагрузку в 50 МВт.

В соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в период с 2018 по 2022 гг. планируется ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов суммарной мощностью более 12,2 МВт (таблица 4.4.3). Наибольший ввод предусматривается в 2020 г. – 5 МВт. По районам значительные вводы намечаются в Оленекском, Нижнеколымском и Анабарском улусах.

Таблица 4.4.3 - Ввод мощностей на электростанциях АО «Сахаэнерго», кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2018	2019	2020	2021	2022
АДЭС в с.Саскылах	Анабарский	1000	-	-	-	-
АДЭС в с.Сыаганнах	Абыйский	450	-	-	-	-
АДЭС в с.Тяня	Олекминский	168	-	-	-	-
АДЭС в с.Орто-Балаган	Оймяконский	658	-	-	-	-
АДЭС в с.Себян-Кюель	Кобяйский	686	-	-	-	-
АДЭС в с.Бясь-Кюель	Олекминский	142	-	-	-	-
АДЭС в с.Березовка	Среднеколымский	-	240	-	-	-
АДЭС в с.Тобуя	Верхневилуйский	-	140	-	-	-
АДЭС в с.Урицкое	Олекминский	-	140	-	-	-
АДЭС в с.Нычалах	Аллаиховский	-	168	-	-	-
АДЭС в с.Андрюшкина	Нижнеколымский	-	1000	-	-	-
АДЭС в с.Оленек	Оленекский	-	-	4700	-	-
АДЭС в с.Усть-Янск	Усть-Янский	-	-	240	-	-
АДЭС в с.Токума	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с.Алысардах	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с.Мача	Олекминский	-	-	-	168	-
АДЭС в с.Иннях	Олекминский	-	-	-	72	-
АДЭС в с.Малыкан	Олекминский	-	-	-	72	-
АДЭС в с.Чкалово	Аллаиховский	-	-	-	168	-
АДЭС в с.Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	-	168
АДЭС в с. Чапаево	Олекминский	-	-	-	-	390
АДЭС в с.Куду-Кюель	Олекминский	-	-	-	-	168
АДЭС в с.Эйик	Оленекский	-	-	-	-	300
АДЭС в с.Отгох-Аттах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	72
АДЭС в с.Турукта	Ленский	-	-	-	-	84
АДЭС в с.Толон	Ленский	-	-	-	-	90
АДЭС в с.Марха	Олекминский	-	-	-	-	84
АДЭС в с.Ойусардах	Среднеколымский	-	-	-	-	-
АДЭС в с. с. Чагда	Алданского	-	-	-	-	-
Всего ДЭС		3104	1688	5084	480	1356
Всего за период		12228				

Из крупных дизельных электростанций к перечисленным в таблице следует добавить строительство АДЭС в п. Черский (4800 кВт) Нижнеколымского улуса и в п. Тикси (6000 кВт) Булунского улуса.

В Верхнеколымском улусе ведется строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. По состоянию на 01.01.2017 г. строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства решается вопрос о консервации смонтированного оборудования.

Демонтаж мощности за этот же период составит порядка 16,6 МВт, из них около 5,7 МВт – в 2020 г. (таблица 4.4.4). Наибольший демонтаж планируются в Оленекском, Олекминском и Нижнеколымском улусах.

Таблица 4.4.4 - Демонтаж мощностей электростанций АО «Сахаэнерго», кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2018	2019	2020	2021	2022
АДЭС в с.Сыаганнах	Абыйский	660	-	-	-	-
АДЭС в с.Тяня	Олекминский	400	-	-	-	-
АДЭС в с.Орто-Балаган	Оймяконский	600	-	-	-	-
АДЭС в с.Себян-Кюель	Кобяйский	600	-	-	-	-
АДЭС в с.Бясь-Кюель	Олекминский	190	-	-	-	-
АДЭС в с.Березовка	Среднеколымский	-	660	-	-	-
АДЭС в с.Тубуя	Верхневиллойский	-	310	-	-	-
АДЭС в с.Урицкое	Олекминский	-	260	-	-	-
АДЭС в с.Нычалах	Аллайховский	-	330	-	-	-
АДЭС в с.Андрюшкина	Нижнеколымский	-	1305	-	-	-
АДЭС в с.Оленек	Оленекский	-	-	4869	-	-
АДЭС в с.Усть-Янск	Усть-Янский	-	-	600	-	-
АДЭС в с.Токума	Верхоянский	-	-	120	-	-
АДЭС в с.Алысардах	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с.Мача	Олекминский	-	-	-	260	-
АДЭС в с.Иннях	Олекминский	-	-	-	190	-
АДЭС в с.Малыкан	Олекминский	-	-	-	210	-
АДЭС в с.Чкалово	Аллайховский	-	-	-	450	-
АДЭС в Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	-	350
АДЭС в С. Чапаево	Олекминский	-	-	-	-	1630
АДЭС в с.Куду-Кюель	Олекминский	-	-	-	-	270
АДЭС в с.Эйик	Оленекский	-	-	-	-	440
АДЭС в с.Оттох-Аттах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	136
АДЭС в с.Турукта	Ленский	-	-	-	-	190
АДЭС в с.Толон	Ленский	-	-	-	-	220
АДЭС в с.Марха	Олекминский	-	-	-	-	150
АДЭС в с.Ойусардах	Среднеколымский	-	-	-	-	-
АДЭС в с. с. Чагда	Алданского	-	-	-	-	-
Всего ДЭС		2450	2865	5661	1110	3386
Всего за период		16642				

Вводы мощности возобновляемых источников энергии подробно представлены в параграфе 4.5.

4.5 Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в силу их высокой капиталоемкости на современном этапе и в ближайшей перспективе могут эффективно использоваться только в зоне децентрализованного электроснабжения.

Основная цель применения ВИЭ – сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Республика Саха (Якутия) обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, позволяющим эффективно применять их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

На 2017 г. в республике функционировало 21 возобновляемый энергоисточник суммарной мощностью 1654 кВт, из них: 20 солнечных электростанций (СЭС) суммарной мощностью 1614 кВт и 1 ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 40 кВт (таблица 4.5.1).

Таблица 4.5.1 – Существующие возобновляемые энергоисточники (состояние 2017 г.)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1614	
Алданский	Верхняя Амга	36	2016
	Улуу	20	2015
Абыйский	Куберганя	20	2014
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Жиганский	Кыстатыам	40	2017
Кобяйский	Батамай	60	2011
	Себян-Кюель	50	2017
Оймяконский	Ючюгей	30	2012
	Орто-Балаган	50	2017
Олекминский	Куду-Кюель	20	2013
	Иннях	20	2016
	Дельгей	80	2016
Оленекский	Эйик	40	2014
Хангаласский	Тойон-Ары	20	2014
Верхневиллойский	Юрэн	3	н.д.
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1654	

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2017 г. составила 1067 тыс. кВт·ч. За рассматриваемый период выработка электроэнергии увеличилась в 11 раз за счет интенсивного ввода солнечных электростанций в 2015 г. суммарной мощностью 1,1 МВт (таблица 4.5.2).

Таблица 4.5.2 – Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	100,2	140,4	134,4*	183,1*	950,8	1066,9

Примечание – *выработка электроэнергии СЭС в с. Тойон-Ары и с. Юрэн учтена с 2016 г. после передачи их на баланс АО «Сахаэнерго».

По Программе развития возобновляемой энергетики ПАО «РАО ЭС Востока» в период до 2021 г. на территории республики планирует установить

возобновляемых источников энергии суммарной мощностью 27,4 МВт, из них 25,1 МВт солнечных электростанций и 2,3 МВт ветроэлектростанций (приложение 4.8).

Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии в настоящей Схеме базируется на данных утвержденной «Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Сахаэнерго» на 2017–2022 годы». Кроме того в перечень вводимых ВИЭ включен проект ПАО «РАО ЭС Востока» строительства ВЭС в п. Тикси с вводом первой очереди 900 кВт в 2019 г. и возможным расширением до 1925 кВт. Итоговый ввод мощностей ВИЭ за рассматриваемый период составит 1,8 МВт (таблица 4.5.3). Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2022 г. не предусматривается.

Таблица 4.5.3 – Суммарные вводы мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					Всего за период
	2018	2019	2020	2021	2022	
ВИЭ, всего, в том числе:	220	1095	130	190	210	1845
ветроэлектростанции	-	900	-	-	-	900
солнечные электростанции	220	195	130	190	210	945

В рассматриваемый период планируется ввести 1 ветроэнергетическую станцию мощностью около 900 кВт и 26 солнечных электростанций суммарной мощностью 945 кВт.

Наибольший ввод мощности планируется в 2019 г. за счет ввода ВЭС в п. Тикси (таблица 4.5.4).

Единичная мощность СЭС варьируется в небольших пределах: от 15 до 90 кВт. Все возобновляемые источники энергии предполагается разместить в улусах, электроснабжение которых осуществляют подразделения АО «Сахаэнерго» (рисунок 4.5.1).

Карта возобновляемых источников
АЗ электронная версия в диске с приложениями

Таблица 4.5.4 – Вводы мощности возобновляемых энергоисточников, кВт

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Год					Всего за период
		2018	2019	2020	2021	2022	
ВИЭ, всего, в том числе:		220	1095	130	190	210	1845
ветроэлектростанции		-	900	-	-	-	900
Булунский	п. Тикси	-	900	-	-	-	900
солнечные электростанции		220	195	130	190	210	945
Алданский	с. Кутана	-	-	-	45		45
Усть-Майский	с. Белькачи	-	-	-	15		15
	с. Усть-Миль	-	-	-	15		15
Абыйский	с. Абый	-	30	-	-		30
Жиганский	с. Баханай	25	-	-	-		25
	с. Бестях	20	-	-	-		20
Булунский	с. Намы	-	-	40	-		40
	с. Сиктях	-	-	20	-		20
Оймяконский	с. Оймякон	-	-	-	-	60	60
Олекминский	с. Марха	-	-	20	-		20
	с. Мача	-	-	25	-		25
	с. Натора	-	-	25	-		25
	с. Чапаево	-	-	-	55		55
Оленекский	с. Жилинда	-	-	-	60		60
Среднеколымский	с. Хатыннах	25	-	-	-		25
	с. Эбях	60	-	-	-		60
	с. Алеко-Кюель	-	60	-	-		60
	с. Аргахта	-	30	-	-		30
	с. Сватай	-	25	-	-		25
Хангаласский	с. Исит	-	25	-	-		25
	с. Кыгыл-Дюра	-	25	-	-		25
Эвено-Бытантайский	с. Саккырыр	90	-	-	-		90
Момский	с. Кулун-Елбют	-	-	-	-	20	20
	с. Сасыр	-	-	-	-	60	60
	с. Тюбелях	-	-	-	-	20	20
Томпонский	с. Тополиное	-	-	-	-	50	50

Структура ввода мощности по типам возобновляемых энергоисточников на конец периода приведена на рисунке 4.5.2. Несмотря на значительно меньшее количество вводимых ветроэлектростанций, их доля в структуре вводимой мощности составляет 47%.

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность ВИЭ с учетом существующих источников возрастет в 2,1 раза и составит 3,5 МВт (таблица 4.5.5).

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности в 2022 г. оценивается в 4,15 млн кВт·ч (таблица 4.5.6).

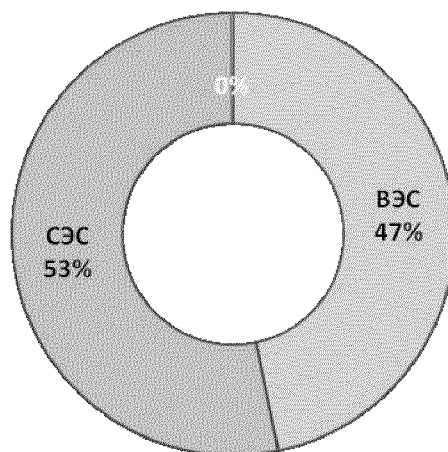


Рисунок 4.5.2 – Структура вводов мощности возобновляемых источников энергии (на период до 2022 г.)

Таблица 4.5.5 – Перспективная динамика суммарной установленной мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
ВИЭ, всего, в том числе:	1654	1874	2969	3099	3289	3499
ветроэлектростанции	40	40	940	940	940	940
солнечные электростанции	1614	1834	2029	2159	2349	2559

Таблица 4.5.6 – Перспективная динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год				
	2018	2019	2020	2021	2022
ВИЭ, всего, в том числе:	1,97	3,68	3,81	4,03	4,15
ветроэлектростанции	0,07	1,56	1,56	1,56	1,56
солнечные электростанции	1,90	2,12	2,25	2,45	2,59

В начале периода большая доля выработки электроэнергии приходится на солнечные электростанции за счет существующих источников. К 2022 г. немногим более трети энергии будет вырабатываться на ветроэлектростанциях.

Наибольшие темпы прироста, как установленной мощности, так и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, намечаются в 2019 г. (таблица 4.5.7).

Таблица 4.5.7 – Темпы прироста установленной мощности и выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год				
	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность, кВт	1874	2969	3099	3289	3499
Темпы прироста, %	13,3	58,4	4,4	39,2	6,4
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	1,97	3,68	3,81	4,03	4,15
Темпы прироста, %	13,1	85,3	4,7	49,2	3,0

4.6 Развитие систем электроснабжения арктической зоны республики

К арктической зоне Республики Саха (Якутия) относятся 5 прибрежных улусов, имеющих непосредственный выход к Северному Ледовитому океану: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский, а также 8 улусов, имеющих большую схожесть характерных особенностей и климатических условий с этой зоной.

Численность населения арктической зоны по данным статистического ежегодника на 1 января 2017 г. – 68,5 тыс. чел., что составляет 7,1% от населения республики. Наибольшее количество проживает в Булунском, Верхоянском, Среднеколымском и Усть-Янском улусах, в них же расположены наиболее крупные населенные пункты (таблица 4.6.1, рисунок 4.6.1 карта с населением).

Таблица 4.6.1 – Численность населения на 01.01.2017 и принадлежность улусов арктической зоны к подразделениям АО «Сахаэнерго»

Улус	Численность населения, тыс. чел.*	Подразделение АО «Сахаэнерго»
Абыйский	4,1	Белогорский РЭС
Аллаиховский	2,7	Чокурдахский РЭС
Анабарский	3,5	Анабарский РЭС
Булунский	8,4	Булунские ЭС
Верхнеколымский	4,2	Зырянский РЭС
Верхоянский	11,4	Верхоянские ЭС
Жиганский	4,2	Жиганский РЭС
Момский	4,1	Момский РЭС
Нижнеколымский	4,4	Нижнеколымский РЭС
Оленекский	4,0	Оленекский РЭС
Среднеколымский	7,5	Среднеколымский РЭС
Усть-Янский	7,2	Янские ЭС
Эвено-Бытантайский	2,8	Эвено-Бытантайский РЭС
Итого по арктической зоне	68,5	

Источник: Статистический ежегодник Республика Саха (Якутия) / Территориальный орган федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). Якутск. 2017 г. 698 с.

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей всех арктических улусов находится в ведении подразделений АО «Сахаэнерго» (см. таблицу 4.6.1).

рисунок 4.6.1 (карта с населением)
формата А3, электронная версия на диске с приложениями

4.6.1 Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов арктической зоны республики (находящихся в ведении АО «Сахаэнерго»)

Установленная мощность электростанций

Генерирующие мощности арктической зоны представлены различными типами энергоисточников: мини-ТЭЦ – единственной станцией п. Депутатский, ДЭС и возобновляемыми энергоисточниками (солнечными и ветроэлектростанциями). Наибольшая доля (94%) установленной мощности приходится на дизельные электростанции (рисунок 4.6.2).

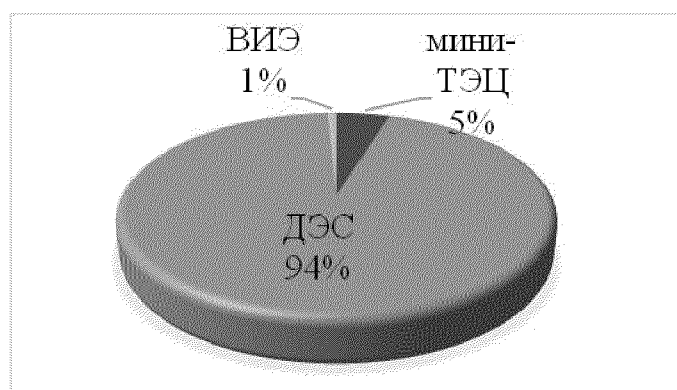


Рисунок 4.6.2 – Структура установленной электрической мощности электростанций в арктической зоне

Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников арктической зоны на конец 2016 г. составила 157,6 МВт, из них 7,5 МВт – Депутатская мини-ТЭЦ, 1,2 МВт – возобновляемые источники энергии (рисунок 4.6.3 карта энергоисточники). Доля энергоисточников арктической зоны в структуре установленной мощности АО «Сахаэнерго» – 79%.

В таблице 4.6.2 представлена ретроспектива динамики установленной электрической мощности по 13 структурным подразделениям АО «Сахаэнерго», осуществляющим свою деятельность в арктической зоне республики. За период 2012–2016 гг. суммарная установленная мощность практически не изменилась и составляла порядка 157 МВт. Наибольшее снижение мощности за рассматриваемый период произошло в Момском РЭС и Янских ЭС. В то же время в Среднеколымском РЭС, Булунских и Верхоянских ЭС отмечается увеличение мощности относительно 2012 г.

рисунок 4.6.3 (карта энергоисточники)
формата А3, электронная версия на диске с приложениями

Таблица 4.6.2 – Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» арктической зоны, МВт

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Арктическая зона, всего	157,4	156,8	156,4	157,6	157,6
в том числе по РЭС:					
Булунские ЭС	18,2	20,9	21,3	20,9	20,7
Янские ЭС**	37,6	32,6	32	32,3	31,5
Верхоянские ЭС	19,2	19,4	19,5	19,7	20
Эвено-Бытантайский РЭС	3,5	3,3	4	4	4,1
Среднеколымский РЭС	10,3	11,6	11,6	11,6	11,8
Нижнеколымский РЭС	9,4	9,6	9,6	9,6	9,6
Оленекский РЭС	5,3	5,8	5,9	6	6,4
Белогорский РЭС	7,4	7,3	7,4	7,5	7,6
Анабарский РЭС	5,1	5,6	5,6	5,6	5,6
Чокурдахский РЭС	9,9	9,3	9,3	9,3	9,3
Жиганский РЭС	8,6	8,6	8,8	8,9	8,8
Момский РЭС	7,4	7,3	5,8	5,8	5,8
Зырянский РЭС	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,25	0,27	0,35	1,23	1,23
в том числе: СЭС*	-	0,02	0,1	1,19	1,19
ВЭС	0,25	0,25	0,25	0,04	0,04
Мини-ТЭЦ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
ДЭС, всего	149,6	149	148,5	148,9	147,9

Примечания – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»); ** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: отчетные данные АО «Сахаэнерго», формы Росстата 6-ТП за 2012-2016 гг.

Выработка электроэнергии

На территории арктической зоны республики всеми типами электростанций АО «Сахаэнерго» в 2016 г. выработано 223,1 млн кВт·ч. Структура выработки электроэнергии, как и установленной мощности, характеризуется преобладающей долей ДЭС.

По сравнению с предыдущим годом в 2016 г. суммарное производство электроэнергии уменьшилась на 2%. По РЭС произошли незначительные изменения: снижение выработки наблюдается в Янских и Верхоянских ЭС, Зырянском РЭС, небольшая тенденция роста выработки – в Эвено-Бытантайском, Нижнеколымском, Анабарском и Жиганском РЭС (таблица 4.6.3).

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии составляет незначительную долю от общей выработки. В 2016 г. наблюдается увеличение выработки по сравнению с 2015 г. за счет ввода новых мощностей и полного годовичного функционирования СЭС в п. Батагай.

Источниками тепловой энергии в арктической зоне являются мини-ТЭЦ и котельная в п. Депутатский, а также утилизационные установки на дизельных электростанциях. По состоянию на 2016 г. суммарная установленная тепловая мощность в арктической зоне составила 97,9 Гкал/ч, из них 68,9 Гкал/ч – ТЭЦ в п. Депутатский (таблица 4.6.4).

Таблица 4.6.3 – Динамика выработки электроэнергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны, млн кВт·ч

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Арктическая зона, всего	217,3	223,9	228,4	227,8	223,1
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,07	0,08	0,07	0,1	0,8
СЭС*	-	0,02	0,03	0,1	0,8
ВЭС	0,07	0,06	0,04	-	-
ДЭС, мини-ТЭЦ всего	217,2	223,8	228,3	227,7	222,3
в том числе по РЭС:					
Булунские ЭС	30,4	33,9	37,9	36,9	36,1
Янские ЭС**	37,7	38,8	35,2	34,6	32,4
Верхоянские ЭС	34,2	34,1	34,5	33,8	33,1
Эвено-Бытантайский РЭС	4,5	4,7	4,9	4,9	5,3
Среднеколымский РЭС	16,7	16,9	19,4	19,9	19,1
Нижнеколымский РЭС	4,1	4,5	4,3	5,3	5,4
Оленекский РЭС	10	10,5	10,7	10,6	10,5
Белогорский РЭС	11	11,4	11,2	11,9	11,9
Анабарский РЭС	9,6	10,3	10,5	10,8	11,0
Чокурдахский РЭС	10,8	10,2	10,5	10,8	10,0
Жиганский РЭС	13,3	14,1	14,6	14,4	14,9
Момский РЭС	11	10,8	11,2	11,3	11,2
Зырянский РЭС	23,9	23,6	23,4	22,5	21,4

Примечание – * с учетом солнечной электростанции в п. Багагай (проект ПАО «РусГидро»); ** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: отчетные данные АО «Сахаэнерго», формы Росстата 6-ТП за 2012-2016 гг.

Таблица 4.6.4 – Тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» арктической зоны, Гкал/ч

Тип теплоисточника, подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	27,8
в том числе:	
Анабарский РЭС	1,6
Белогорский РЭС	3,3
Булунские ЭС	2,1
Верхоянские ЭС	5,8
Жиганский РЭС	2,6
Зырянский РЭС	0,3
Момский РЭС	1,3
Нижнеколымский РЭС	1,0
Оленекский РЭС	1,9
Среднеколымский РЭС	3,2
Чокурдахский РЭС	0,9
Эвено-Бытантайский РЭС	2,3
Янские ЭС	1,5
Мини-ТЭЦ	68,9
Котельная «Северное сияние» п. Депутатский	1,2
ВСЕГО	97,9

Несмотря на то, что во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» на ДЭС имеются утилизационные установки, отпуск тепла производится только на 6 из них. В 2016 г. суммарный отпуск тепла составил 81,7 тыс. Гкал (таблица 4.6.5), в том числе 63,2 тыс. Гкал – мини-ТЭЦ, около 1 тыс. Гкал – котельная «Северное сияние», остальное тепло отпускается утилизационными установками.

Таблица 4.6.5 – Отпуск тепловой энергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2016 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Отпуск тепла, тыс. Гкал
Белогорский РЭС	4,9
Момский РЭС	5,4
Нижнеколымский РЭС	0,7
Среднеколымский РЭС	3,7
Чокурдахский РЭС	2,8
Янские ЭС	64,2
Итого	81,7

Расход электроэнергии на собственные нужды

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии в 2016 г. по сравнению с 2015 г. в большинстве подразделений снизилась, увеличение произошло лишь по четырем подразделениям: Чокурдахский, Зырянский, Эвено-Бытантайский РЭС и Янские ЭС. Динамика изменения данного показателя по структурным подразделениям за период 2012-2016 гг. приведена в таблице 4.6.6.

Таблица 4.6.6 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды, % от выработки

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
Белогорский РЭС	3,14	2,81	2,89	2,74	2,64
Чокурдахский РЭС	2,51	2,87	2,81	2,83	3,07
Анабарский РЭС	3,36	4,02	4,62	4,53	4,26
Булунские ЭС	4,47	4,24	4,45	5,10	4,93
Зырянский РЭС	2,69	2,63	2,45	2,47	2,72
Верхоянские ЭС	1,41	1,57	3,52	3,42	3,26
Жиганский РЭС	3,43	2,44	2,33	2,73	2,44
Момский РЭС	2,32	2,42	2,78	2,92	2,90
Нижнеколымский РЭС	6,49	6,45	6,39	6,11	5,75
Оленекский РЭС	3,32	2,43	3,24	2,98	2,96
Среднеколымский РЭС	2,73	3,12	2,91	2,88	2,35
Эвено-Бытантайский РЭС	3,02	2,92	2,57	2,45	2,53
Янские ЭС	3,00	2,89	2,29	2,08	2,22

Источник: Производственно-технические отчеты АО «Сахаэнерго» за 2012-2016 гг. (Приложение 2.3)

Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды в 2016 г. от факта прошлого года обусловлено снижением числа часов работы вспомогательного оборудования при увеличении объемов выработки электроэнергии.

Электросетевое хозяйство

В арктической зоне в ведении АО «Сахаэнерго» находятся линии электропередачи различных классов напряжения суммарной протяженностью 1313,5 км, в том числе: 10 кВ – 145,5 км, 6 кВ – 424,9 км и 0,4 кВ – 743,4 км (таблица 4.6.7). Электрические сети напряжением 35 кВ в арктической зоне не эксплуатируются. Все линии выполнены в одноцепном исполнении на деревянных опорах.

Линии напряжением 6–10 кВ в основном небольшой протяженности: от нескольких сот метров до нескольких километров. Однако в Нижнеколымском и Зырянском РЭС, Верхоянских и Янских ЭС эксплуатируются линии протяженностью 10–20 км напряжением 6 кВ, в Момском и Среднеколымском РЭС – протяженностью более 20 км напряжением 10 кВ.

Вместе с тем из 135 км кабельных линий, находящихся на балансе АО «Сахаэнерго», в арктических районах проложено 125,4 км или 93%, в том числе: напряжением 10 кВ – 1,2 км, 6 кВ – 43,7 км, 0,4 кВ – 80,5 км. Из них 60,4 км (49%) – Булунские ЭС, 54,8 км – в п. Тикси.

Таблица 4.6.7 – Протяженность линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2017 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Анабарский РЭС	18,8	-	9,1	27,9
Белогорский РЭС	56,9	0,7	16,0	73,6
Булунские ЭС	35,0	47,8	2,4	85,2
Верхоянские ЭС	171,7	67,7	12,1	251,5
Жиганский РЭС	45,2	19,8	-	65
Зырянский РЭС	44,1	67,1	-	111,2
Момский РЭС	88,7	16,7	45,4	150,8
Нижнеколымский РЭС	25,3	20,2	2,2	47,7
Оленекский РЭС	39,2	-	11,1	50,3
Среднеколымский РЭС	75,8	1,4	41,7	118,9
Чокурдахский РЭС	17,5	6,3	0,3	24,1
Эвено-Бытантайский РЭС	37,6	-	5,2	42,8
Янские ЭС	87,6	177,2	-	264,8
Итого по арктической зоне	743,4	424,9	145,5	1313,8

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2017 г. (приложение 2.3)

Потребление топлива

В арктической зоне на нужды энергетики, кроме дизельного топлива, потребляется нефть и каменный уголь. Уголь сжигается только на мини-ТЭЦ в п. Депутатский.

Суммарная потребность в топливе оценивается в 85 тыс. т у.т. в год. Из них большая доля (96 %) приходится на дизельное топливо (рисунок 4.6.4).



Рисунок 4.6.4 – Структура потребления топлива в арктической зоне

В соответствии с выработкой электрической и тепловой энергии наибольшие объемы потребления топлива приходятся на Булунские, Янские, Верхоянские ЭС и Зырянский РЭС (таблица 4.6.8).

Таблица 4.6.8 – Потребность в топливе по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние 2016 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потребность в топливе, тыс. т у. т.
Анабарский РЭС	4,0
Белогорский РЭС	4,6
Булунские ЭС	12,9
из него нефть	1,1
Верхоянские ЭС	13,4
Жиганский РЭС	5,5
из него нефть	0,3
Зырянский РЭС	7,9
Момский РЭС	4,6
Нижнеколымский РЭС	3,0
Оленекский РЭС	4,2
Среднеколымский РЭС	7,4
Чокурдахский РЭС	3,7
Эвено-Бытантайский РЭС	2,0
Янские ЭС	12,1
из него уголь	2,0
Итого по арктической зоне, в том числе:	85,3
дизельное топливо	81,9
уголь	2,0
нефть	1,4

Возобновляемые источники энергии

Всего на территории арктической зоны на конец 2016 г. функционировало 9 возобновляемых энергоисточников суммарной установленной мощностью 1,225 МВт или 81% от суммарной установленной мощности всех возобновляемых источников республики, из них 1 ветроэлектростанция мощностью 40 кВт. Изменение мощности возобновляемых энергоисточников за период 2012–2016 гг. обусловлено выходом из строя в результате аварии ВЭС в п. Тикси, строительством солнечных электростанций и ВЭС в п. Быков Мыс. В 2016 г. в арктической зоне возобновляемые энергоисточники не строились. В соответствии с «Программой энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Сахаэнерго» на 2017–2022 гг.» в 2017 г. введена солнечная электростанция, расположенная в арктической зоне в с. Кыстатыам (Жиганский улус) – 40 кВт. В результате суммарная мощность ВИЭ в настоящее время составляет 1265 кВт (таблица 4.6.9).

Таблица 4.6.9 – Возобновляемые энергоисточники арктической зоны (состояние 2017 г.)

Тип электростанции, улус	Населенный пункт	Мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1225	
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
Оленекский	Эйик	40	2014
Абыйский	Куберганя	20	2014
Эвено-Быгантайский	Джаргалах	15	2014
Верхоянский	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Жиганский	Кыстатыам	40	2017
Ветроэлектростанции, всего		40	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
ИТОГО		1265	

4.6.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности по районам арктической зоны республики

Прогноз потребления электроэнергии (таблица 4.6.10) и совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам (таблица 4.6.11) сформированы на основе данных АО «Сахаэнерго». В большинстве улусов наблюдается стагнация либо негативная динамика численности населения, при этом рост потребления электроэнергии связан с планами по улучшению уровня жизни, отраженными мероприятиями по строительству водоочистных и канализационно-очистных сооружений, новых социальных объектов (школ и детских садов), а также новых котельных с подключением значительной части частного сектора.

Прирост потребления электроэнергии по арктическим улусам к концу рассматриваемого периода ожидается на уровне 19% относительно уровня 2016 г. Наибольшие приросты ожидаются в Эвено-Бытантайском (45%), Анабарском (42%), Момском (41%), Оленекском (28%), Верхоянском (26%), Нижнеколымском (22%), Жиганском (19%), Абыйском (18%) и Среднеколымском (18%) улусах.

Из крупных промышленных предприятий и хозяйствующих субъектов, имеющих собственные генерирующие мощности, информацию предоставили АО «Алмазы Анабара» до 2021 г. (таблица 4.6.12).

Таблица 4.6.10 – Прогноз потребления электроэнергии по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», млн кВт·ч

Улус	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Абыйский	9,3	9,67	9,97	10,33	10,61	10,8	11,01
Аллаиховский	8,9	9,13	9,35	9,52	9,63	9,73	9,83
Анабарский	8,8	11,25	11,54	11,75	12,08	12,4	12,53
Булунский	29,0	30,21	30,45	30,87	31,07	31,47	31,8
Верхнеколымский	19,05	19,37	19,51	19,55	19,7	19,8	19,9
Верхоянский	28,2	29,48	30,48	31,6	33,09	34,33	35,53
Жиганский	12,4	12,77	13,13	13,65	14,01	14,38	14,74
Момский	9,8	11,13	11,74	12,21	13,22	13,53	13,85
Нижнеколымский	14,21	14,55	14,88	15,34	15,96	16,46	17,28
Оленекский	9,4	9,87	10,34	10,74	11,17	11,6	12,05
Среднеколымский	16,99	17,63	18,12	18,58	19,19	19,61	20,05
Усть-Янский	21,4	21,71	22,24	22,82	23,19	23,91	24,38
Эвено-Бытантайский	4,1	4,72	5,11	5,27	5,53	5,79	5,94
Всего, по арктическим улусам	191,55	201,49	206,86	212,23	218,45	223,81	228,89
Среднегодовые темпы прироста		5,19	2,67	2,6	2,93	2,45	2,27

Таблица 4.6.11 – Прогноз совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», МВт

Улус	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Абыйский	2,22	2,31	2,39	2,5	2,57	2,6	2,64
Аллаиховский	1,96	2,02	2,06	2,1	2,12	2,13	2,15
Анабарский	2,09	2,26	2,31	2,35	2,41	2,46	2,48
Булунский	6,71	6,76	7,09	7,19	7,23	7,29	7,36
Верхнеколымский	3,88	3,93	3,96	3,97	4,0	4,01	4,03
Верхоянский	6,69	6,97	7,15	7,36	7,59	7,77	7,97
Жиганский	3,02	3,08	3,14	3,24	3,3	3,36	3,42
Момский	2,2	2,36	2,49	2,59	2,8	2,87	2,94
Нижнеколымский	5,61	5,67	5,75	5,89	5,98	6,12	6,2
Оленекский	2,08	2,15	2,23	2,29	2,36	2,43	2,51
Среднеколымский	4,2	4,34	4,44	4,53	4,68	4,75	4,82
Усть-Янский	8,45	8,5	8,58	8,7	8,76	8,89	8,97
Эвено-Бытантайский	1,17	1,27	1,36	1,39	1,43	1,48	1,5
Всего, по арктическим улусам	50,28	51,62	52,95	54,1	55,23	56,16	56,99

Таблица 4.6.12 – Прогноз производства электроэнергии по производственным объектам АО «Алмазы Анабара», расположенным в арктических улусах, млн кВт·ч

Улус	Год					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Анабарский	23,08	13,25	12,70	12,70	15,59	15,16
Оленекский	1,29	8,28	8,78	8,78	8,14	8,14
Булунский	9,73	9,51	9,51	9,51	9,51	9,51

Источник: сведения АО «Алмазы Анабара» (Приложение 4.5)

4.6.3 Перечень «узких мест» в электроэнергетике арктической зоны республики

В электроэнергетике арктической зоны, как и всей республики, «узкие места» в основном, связаны с техническим состоянием генерирующего оборудования и электросетевого хозяйства – это физическое и моральное старение, что обуславливает не только увеличение расхода топлива, но и повышение риска аварийных ситуаций. Кроме того, в арктических улусах в силу их удаленности и труднодоступности наиболее остро стоит проблема транспорта топлива.

Техническое состояние электростанций

Наибольший износ генерирующего оборудования на ДЭС наблюдается у агрегатов, установленных в 70-80-х годах. Значительное количество таких агрегатов находится:

– в Зырянском РЭС: на ДЭС Зырянка из 9 установленных дизельных агрегатов 8 отработало более 70 тыс. час., из пяти, прошедших капитальный ремонт, на 4 отработано от 44 до 87 тыс. час.; на ДЭС Угольное 6 из 7 агрегатов выработало ресурс.

– в Жиганском РЭС на ДЭС Жиганск дизельные агрегаты ДГ-72 имеют большой наработанный моторесурс, два из них уже после капитального ремонта наработали более 60 тыс. час.

Большой наработанный ресурс практически всех агрегатов на ДЭС Усть-Куйга (Янские ЭС), Белая Гора (Белогорский РЭС), Верхоянск (Верхоянские ЭС), однако на них произведен капитальный ремонт.

Кроме того, агрегаты, отработавшие ресурс, имеются на ДЭС Куберганя, Кенг-Кюель, Сутуруоха, Оттох-Атах (Деску) (Белогорский РЭС), Тикси, Найба, Таймылыр (Булунские ЭС), Арылах, Борулах, Суордах, Табалах, Токума, Хайысардах (Верхоянские ЭС), Нелемное (Зырянский РЭС), Мома, Кулун-Елбют, Тебюлях, Сасыр (Момский РЭС), Оленек, Эйик (Оленекский РЭС), Среднеколымск, Ойусардах, Алеко-Кюель, Эбях (Среднеколымский РЭС), Чокурдах (Чокурдахский РЭС), Усть-Янск, Нижнеянск (Янские ЭС), Кустур (Эвено-Бытантайский РЭС).

Техническое состояние электрических сетей

Состояние линий по подразделениям существенно различается: процентный износ составляет от 29 до 90% их суммарной протяженности (таблица 4.6.13). Все кабельные линии находятся в удовлетворительном состоянии.

Таблица 4.6.13 – Протяженность и износ линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние на 01.12.2017 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км	Износ, %
Белогорский РЭС	73,6	52
Чокурдахский РЭС	24,1	52
Анабарский РЭС	27,9	45
Булунские ЭС	85,2	33
Зырянский РЭС	111,2	89
Верхоянские ЭС	251,5	54
Жиганский РЭС	65	29
Момский РЭС	150,8	70
Нижнеколымский РЭС	47,7	41
Оленекский РЭС	50,3	65
Среднеколымский РЭС	118,9	59
Эвено-Бытантайский РЭС	42,8	68
Янские ЭС	264,8	90
Итого по арктической зоне	1313,8	

Источник: Производственно-технический отчет АО «Сахаэнерго» за 2017 гг.

Большая часть линий введена в эксплуатацию в 1960–1980 гг. Протяженность линий, имеющих процент износа более 70%, составляет около 706 км или более 53% от общей протяженности, что характеризует высокую вероятность аварийных ситуаций в суровых климатических условиях.

Максимальный износ отмечается в Зырянском (89%), Момском (70%) РЭС и Янских ЭС (90%).

В Зырянском РЭС в сс. Усун-Кюель и Нелемное 100% линии электропередачи находятся в эксплуатации более 30 лет, в п. Зырянка такие линии составляют почти 100% от общей протяженности. В основном это линии напряжением 0,4 кВ.

В Янских ЭС в 6 из 9 населенных пунктах имеются линии электропередачи в аварийном состоянии, наибольшая их протяженность в сс. Юкагир (100%), Нижнеянск (91%), Тумат (76%), Казачье (53%). В с. Усть-Куйга, несмотря на то, что аварийные ВЛ отсутствуют, 96,5% отработали ресурс, при этом есть линии, которые эксплуатируются с 60-х годов прошлого столетия.

Следует отметить, что в РЭС, где относительно небольшой средний износ линий, в отдельных населенных пунктах имеются линии электропередачи в неудовлетворительном состоянии – Анабарский РЭС (с. Саскылах), Верхоянские ЭС (г. Верхоянск, п. Батагай, сс. Юнкюр, Метяки, Улахан-Кюель), Чокурдахский РЭС (п. Чокурдах и с. Чкалов), Эвено-Бытантайский РЭС (сс. Кустур, Саккырыр), причем в последнем - 38% протяженности линий.

Состояние опор линий электропередачи в большинстве населенных пунктов не соответствует нормативному.

Опоры, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, имеются в сс. Саскылах, Юрюнг-Хая (Анабарский РЭС), п. Белая Гора, сс. Сутуруоха, Оттох-Атах (Деску), Куберганя, Сыаганнах, Абый (Белогорский РЭС), с. Таймылыр (Булунские ЭС), г. Верхоянск, п. Батагай, сс. Сайды, Хайысардах, Осохтох, Черюмче (Верхоянские ЭС), с. Жиганск (Жиганский РЭС), п. Зырянка (Зырянский РЭС), п. Черский (Нижнеколымский РЭС), г. Среднеколымск и с. Аргахта (Среднеколымский РЭС), п. Чокурдах и с. Чкалов (Чокурдахский РЭС), с. Кустур (Эвено-Бытантайский РЭС), пп. Депутатск, Нижнеянск, Усть-Куйга, сс. Казачье, Сайылык, Тумат, Юкагир (Янские ЭС), п. Белая Гора, сс. Оттох-Атах (Деску), Сутуруоха, Абый (Белогорский РЭС). Особенно много таких опор в сс. Улахан-Кюель, Томтор (Верхоянские ЭС).

Наклон опор выше нормативного наблюдается в п. Белая Гора, сс. Куберганя, Сыаганнах, Кенг-Кюель (Белогорский РЭС), с. Усть-Оленек (Булунские ЭС), г. Верхоянск (Верхоянские ЭС), сс. Жиганск и Кыстатыам (Жиганский РЭС), п. Зырянка, сс. Нелемное, Угольное (Зырянский РЭС), п. Черский и с. Андрюшкино (Нижнеколымский РЭС), г. Среднеколымск и с. Березовка (Среднеколымский РЭС), с. Чкалов (Чокурдахский РЭС), сс. Кустур и Саккырыр (Батагай-Алыта) (Эвено-Бытантайский РЭС), сс. Казачье, Сайылык, Тумат, Юкагир (Янские ЭС), при этом наибольшее количество – в пп. Усть-Куйга, Депутатский, Нижнеянск (Янские ЭС), п. Чокурдах (Чокурдахский РЭС), с. Черюмче и п. Батагай (Верхоянские ЭС).

Большинство кабельных линий находятся в хорошем и удовлетворительном состоянии. Неудовлетворительное состояние имеет кабельные линии суммарной протяженностью 6,87 км:

- в п. Тикси (Булунские ЭС) протяженностью 2,38 км напряжением 0,4 кВ;
- в с. Баханы – 0,08 км напряжением 0,4 кВ, в с. Бестях – 0,12 км напряжением 0,4 кВ, в с. Жиганск (все Жиганский РЭС) – 4,25 км, из них напряжением 6 кВ – 3,2 км, остальные 0,4 кВ;
- в Нижнеколымском РЭС - 0,04 км кабельных линий напряжением 6 кВ.

Трансформаторные подстанции

По состоянию на 2016 г. в арктической зоне на баланс АО «Сахаэнерго» находится 622 подстанции суммарной мощностью 216498 тыс. кВА. В среднем по РЭС АО «Сахаэнерго» арктической зоны износ общей установленной мощности трансформаторов составил 73%. По различным РЭС этот показатель существенно отличается. В Анабарском и Жиганском РЭС средний износ трансформаторов составляет около 42%. В пяти РЭС этот показатель превышает 70%. Наибольший износ наблюдается в Зырянском РЭС (95%), Булунских (97%) и Янских ЭС (95%) (таблица 4.6.14).

В отдельных населенных пунктах трансформаторы находятся в неудовлетворительном состоянии: с. Саскылах (Анабарский РЭС), с. Жиганск (Жиганский РЭС), п. Зырянка (Зырянский РЭС), с. Оленек (Оленекский РЭС), с. Улахан-Кюель (Верхоянские ЭС).

Кроме того, в эксплуатации находятся трансформаторы, состояние которых оценено как «удовлетворительное», но отработавшие 40–50 лет и более при нормативе 25 лет. Наибольшее их количество расположено в п. Тикси (Булунские ЭС), в пп. Усть-Куйга, Нижнеянк (Янские ЭС), где все или практически все трансформаторы выработали свой ресурс.

Важной проблемой являются потери в сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Таблица 4.6.14 – Характеристика трансформаторных подстанций по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны (состояние на 01.12.2017 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Количество, шт.	Мощность, тыс. кВА	Износ, %
Анабарский РЭС	21	11250	39
Белогорский РЭС	34	13443	67
Булунские ЭС	57	29299	97
Верхоянские ЭС	84	25196	51
Жиганский РЭС	34	10840	44
Зырянский РЭС	47	17860	95
Момский РЭС	36	10273	73
Нижнеколымский РЭС	44	15129	61
Оленекский РЭС	29	10821	56
Среднеколымский РЭС	62	13109	71
Чокурдахский РЭС	35	8985	66
Эвено-Бытантайский РЭС	15	4526	67
Янские ЭС	124	45767	95
Итого по арктической зоне	622	216498	

Источник: Производственно-технический отчет АО «Сахаэнерго» за 2017 г.

Потери электроэнергии в линиях электропередачи в среднем по РЭС составляют 13–15% (таблица 4.6.15). Значительно превышают нормативные значения потери в Нижнеколымском РЭС (23,9%), хотя в 2016 г. они снижены на 0,9% по сравнению с 2015 г. В большинстве подразделений произошло снижение потерь относительно 2015 г. на 0,3–0,5%, что обусловлено проведением

мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях АО «Сахаэнерго» за 2016 г.

Таблица 4.6.15 – Потери электроэнергии в сетях

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потери в электрических сетях, %	
	2015	2016
Белогорский РЭС	14,3	14,0
Чокурдахский РЭС	13,1	13,1
Анабарский РЭС	14,0	13,7
Булунские ЭС	15,1	15,5
Зырянский РЭС	15,0	15,3
Верхоянские ЭС	13,4	13,9
Жиганский РЭС	12,7	13,3
Момский РЭС	13,3	13,3
Нижнеколымский РЭС	24,8	23,9
Оленекский РЭС	13,1	12,7
Среднеколымский РЭС	12,6	11,8
Эвено-Бытантайский РЭС	12,8	12,9
Янские ЭС	16,5	15,1

Топливоснабжение

Проблемы в топливоснабжении электростанций арктической зоны обусловлены такими же факторами, что и для всей децентрализованной зоны:

– большой долей дизельного топлива – более 96% от общего потребления в условном исчислении;

– сложной транспортной схемой доставки с несколькими перевалками на различные виды транспорта (морской, речной, автомобильный);

– досрочным завозом топлива и материально-технических ресурсов, связанным с короткими сроками навигации и труднодоступностью малых рек;

– необходимостью создания депонационных запасов дизельного топлива и материально-технических ресурсов, что ведет к замораживанию оборотных средств на срок до полутора лет.

Все перечисленные проблемы приводят к значительным количественным и качественным потерям при перевозках топлива, особенно угля, и к высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии.

Однако эти факторы для арктических районов усугубляются меньшей транспортной доступностью и более суровыми климатическими условиями.

В связи с вышеперечисленными причинами возникают конкретные проблемы, обозначенные в главе 3.3.

4.6.4 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях арктической зоны республики

В перспективный период до 2022 г. согласно данным АО «Сахаэнерго» в арктических улусах намечается ввод 13 автоматизированных дизельных электростанций установленной мощностью 8,65 МВт (таблица 4.6.18) и вывод из эксплуатации 12 дизельных электростанций установленной мощностью 10 МВт (таблица 4.6.19). Максимальный ввод планируется в 2020 г. – 5,1 МВт, вывод в 2020 г. – 5,7 МВт.

Таблица 4.6.18 – Вводы мощности электростанций на органическом топливе в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2018	2019	2020	2021	2022
АДЭС в с. Саскылах	Анабарский	1000	-	-	-	-
АДЭС в с. Сыганнах	Абыйский	450	-	-	-	-
АДЭС в с. Березовка	Среднеколымский	-	240	-	-	-
АДЭС в с. Нычалах	Аллайховский	-	168	-	-	-
АДЭС в с. Андриюшкино	Нижнеколымский	-	1000	-	-	-
АДЭС в с. Усть-Янск	Усть-Янский	-	-	240	-	-
АДЭС в с. Оленек	Оленекский	-	-	4700	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с. Чкалово	Аллайховский	-	-	-	168	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	-	-	-	300
АДЭС в с. Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	-	168
АДЭС в с. Оттох-Атах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	72
Всего ДЭС		1450	1408	5084	168	540
Всего за период		8650				

Источник: По данным АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3)

Таблица 4.6.19 – Выводы мощности электростанций на органическом топливе в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2018	2019	2020	2021	2022
АДЭС в с. Сыганнах	Абыйский	660	-	-	-	-
АДЭС в с. Березовка	Среднеколымский	-	660	-	-	-
АДЭС в с. Нычалах	Аллайховский	-	330	-	-	-
АДЭС в с. Андриюшкино	Нижнеколымский	-	1305	-	-	-
АДЭС в с. Усть-Янск	Усть-Янский	-	-	600	-	-
АДЭС в с. Оленек	Оленекский	-	-	4869	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	-	-	120	-	-
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	-	-	72	-	-
АДЭС в с. Чкалово	Аллайховский	-	-	-	450	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	-	-	-	440
АДЭС в с. Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	-	-	350
АДЭС в с. Оттох-Атах (Деску)	Абыйский	-	-	-	-	136
Всего ДЭС		660	2295	5661	450	926
Всего за период		9992				

Источник: По данным АО «Сахаэнерго» (Приложение 2.3)

В п. Черский Нижнеколымского улуса планируется к строительству АДЭС мощностью 4800 кВт. В ИПР АО «Сахаэнерго» на 2019-2023 гг. включена разработка проектно-сметной документации строительства АДЭС-4800 кВт в п. Черский в 2019 г. Дальнейшая реализация проекта будет определена при разработке проектно-сметной документации совместно с Правительством РС(Я), ПАО «РусГидро», ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго». На данный момент источник финансирования дальнейшей реализации проекта не определен.

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения

близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. По состоянию на 01.01.2017 строительная готовность объекта составляет 76%. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства принято решение о консервации смонтированного в 2009 г. оборудования. По Инвестиционной программе РС(Я) на 2018 и 2019 годы средства на строительство объекта не предусмотрены.

Суммарный ввод возобновляемых источников энергии в арктической зоне республики за период 2018–2022 г. предполагается порядка 1,5 МВт, из них 0,9 МВт – ветроэнергетическая станция и 15 солнечных электростанций (таблица 4.6.20).

Таблица 4.6.20 – Вводы мощности возобновляемых энергоисточников, кВт

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Год					Всего за период
		2018	2019	2020	2021	2022	
ВИЭ, всего, в том числе:		220	1045	60	60	100	1485
ветроэлектростанции			900				900
Булунский	п. Тикси	-	900	-	-	-	900
солнечные электростанции		220	145	60	60	100	585
Абыйский	с Абый	-	30	-	-		30
Жиганский	с. Баханай	25	-	-	-		25
	с. Бестях	20	-	-	-		20
Булунский	с. Намы	-	-	40	-		40
	с. Сиктях	-	-	20	-		20
Оленекский	с. Жилинда	-	-	-	60		60
Среднеколымский	с. Хатыннах	25	-	-	-		25
	с. Эбях	60	-	-	-		60
	с. Алеко-Кюель	-	60	-	-		60
	с. Аргахта	-	30	-	-		30
	с. Сватай	-	25	-	-		25
Эвено-Бытантайский	с. Саккырыр	90	-	-	-		90
Момский	с. Кулун-Елбют	-	-	-	-	20	20
	с. Сасыр	-	-	-	-	60	60
	с. Тюбелях (Чумпу-Кытыл)	-	-	-	-	20	20

Суммарный ввод генерирующих мощностей в арктических улусах за период 2018–2022 гг. оценивается в 14,6 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на рисунке 4.6.5.

4.6.5 Предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 6 кВ и выше в арктической зоне республики

В соответствии с Инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в 2018 г. намечено строительство следующих электросетевых объектов:

- ВЛЗ 6 кВ для замены КЛ-6 кВ п. Тикси Булунского улуса – 4 км;
- ВЛЗ 35 кВ в Тикси – Тикси-3 Булунского улуса – 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции – 2 ед.).

Планируется реконструкция:

- реконструкция воздушного перехода ВЛ 6 кВ протяженностью 420 м через р. Яна п. Нижнеянский Усть-Янского улуса с заменой металлических опор до 2021 г.;

- реконструкция воздушного перехода ВЛ 6 кВ протяженностью 800 м через р. Индигирка ф. «Хонуу- Буор-Сысы» Момского улуса до 2019 г.;

- реконструкция воздушного перехода ВЛ 6 кВ протяженностью 900 м через р. Мома ф. «Хонуу- Соболоох» Момского улуса до 2020 г.;

- реконструкция ВЛ 6 кВ протяженностью 13,5 км ф. «Депутатск- Уянди» Усть-Янского улуса до 2019 г.;

- реконструкция ВЛ 6-10 кВ протяженностью 11,5 км п. Депутатский Усть-Янского улуса до 2021 г.;

- реконструкция ОРУ 6 кВ установка пункта регулирования напряжения РУ Вл 6 кВ ф. «Депутатск- Уянди» Усть-Янского улуса 1 ед. до 2018 г..

Кроме того необходима поэтапная замена трансформаторных агрегатов суммарной мощностью порядка 100 тыс. кВА и линий электропередачи протяженностью более 350 км (68 км напряжением 10 кВ и 283 км напряжением 6 кВ), имеющих высокий процент износа.

4.7 Мероприятия для обеспечения централизованного электроснабжения потребителей

Предложенные схемы электроснабжения потребителей Накынского, Амгинского, Намского, Оймяконского и Момского районов Республики Саха (Якутия) являются предварительными и должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения новых потребителей.

4.7.1 Варианты электроснабжения Нюрбинского района

В настоящее время электроснабжение Нюрбинского и Верхневилуйского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепному транзиту Сунтар – Вилуйск протяженностью 397,1 км. Транзит Сунтар – Вилуйск выполнен на деревянных опорах и введен в эксплуатацию в 1971 г. Техническое состояние деревянных опор транзита Сунтар – Вилуйск приведено в таблице 4.7.1.1. Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Нюрбинского и Верхневилуйского районов приведена на рисунке 4.7.1.1.

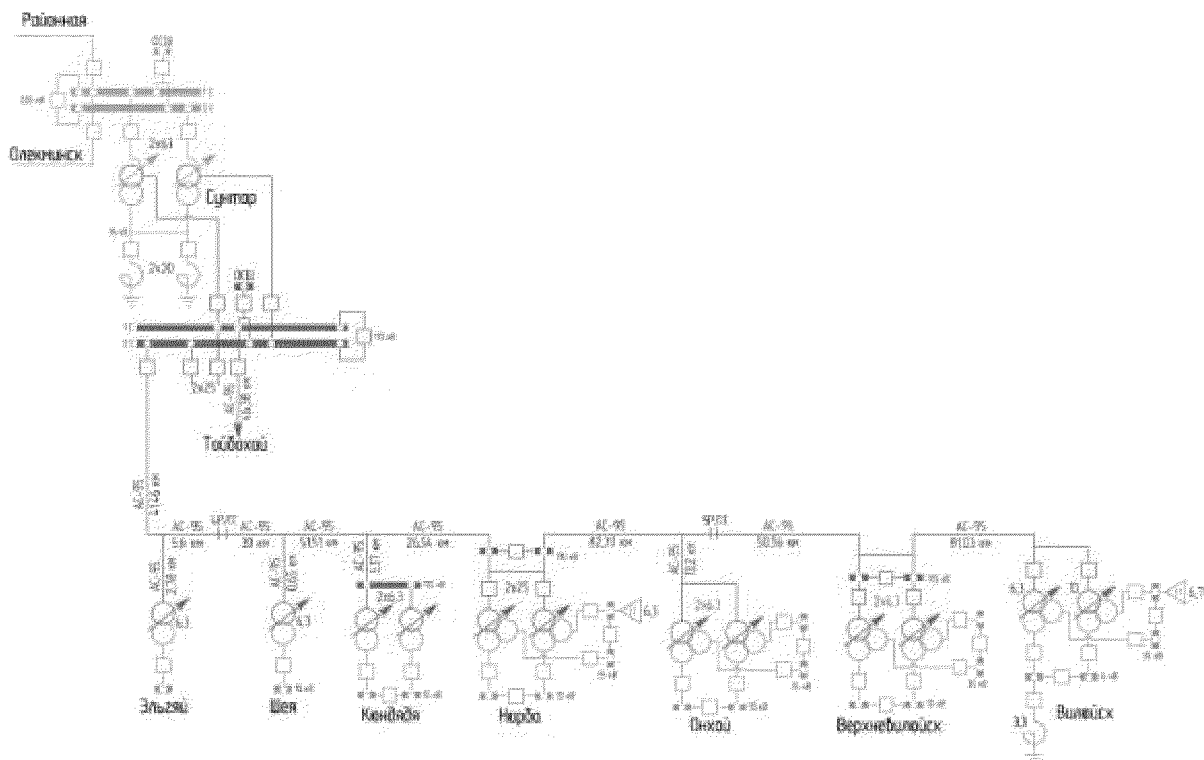


Рисунок 4.7.1.1 – Принципиальная схема электрических сетей Нюрбинского и Верхневиллойского районов

Таблица 4.7.1.1. Техническое состояние деревянных опор ВЛ 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск

Диспетчерское наименование	Состояние деревянных опор, шт.				
	Отл.	Хор.	Норм.	Неуд.	Всего
Л-104 ВЛ 110кВ "Сунтар-Нюрба-Виллойск"	1215	568	359	702	2844
Тоже в %	42,72	19,97	12,62	24,68	

К транзиту Сунтар – Виллойск подключены семь ПС 110 кВ: ПС 110 кВ Эльгяй, ПС 110 кВ Шея, ПС 110 кВ Кюндядя, ПС 110 кВ Нюрба, ПС 110 кВ Онхой, ПС 110 кВ Верхневиллойск, ПС 110 кВ Виллойск. Срок службы, мощность и количество трансформаторов приведено в таблице 4.7.1.2.

Таблица 4.7.1.2. Перечень ПС 110, подключенных к транзиту Сунтар – Виллойск

Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Срок эксплуатации ПС на 01.01.2018 г., лет
ПС 110 кВ Эльгяй	110/10	1x6,3	25
ПС 110 кВ Шея	110/10	1x6,3	42
ПС 110 кВ Кюндядя	110/10	2x6,3	39
ПС 110 кВ Нюрба	110/35/10	2x25	43
ПС 110 кВ Онхой	110/35/10	2x6,3	36
ПС 110 кВ Верхневиллойск	110/35/10	2x6,3	35
ПС 110 кВ Виллойск	110/35/6	1x6,3; 1x10	31

Сунтар – Нюрба предусмотрено сооружение нового РП 110 кВ Нюрба с заходом существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба.

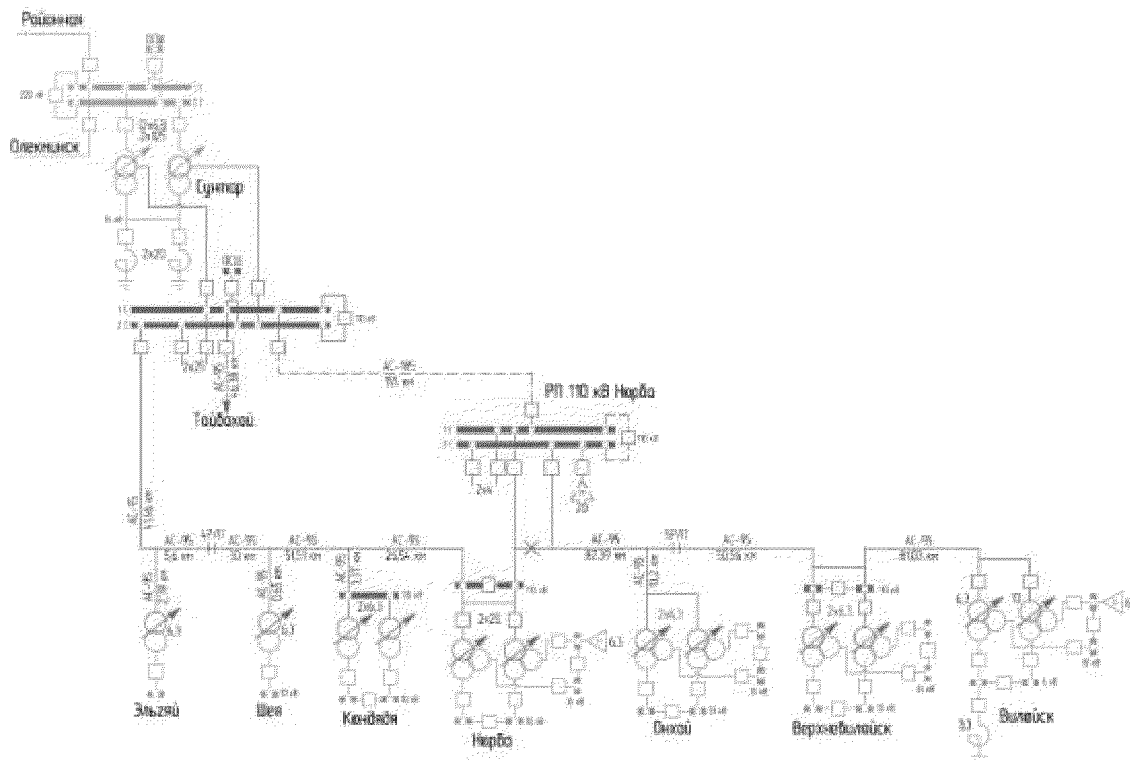


Рисунок 4.7.1.3 – Принципиальная схема электрических сетей Нюрбинского и Верхневильюйского районов (вариант 1)

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Нюрбинского и Верхневильюйского районов для варианта 1 приведена на рисунке 4.7.1.3.

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба приведены на рисунках 4.7.1.4 и 4.7.1.5 соответственно.

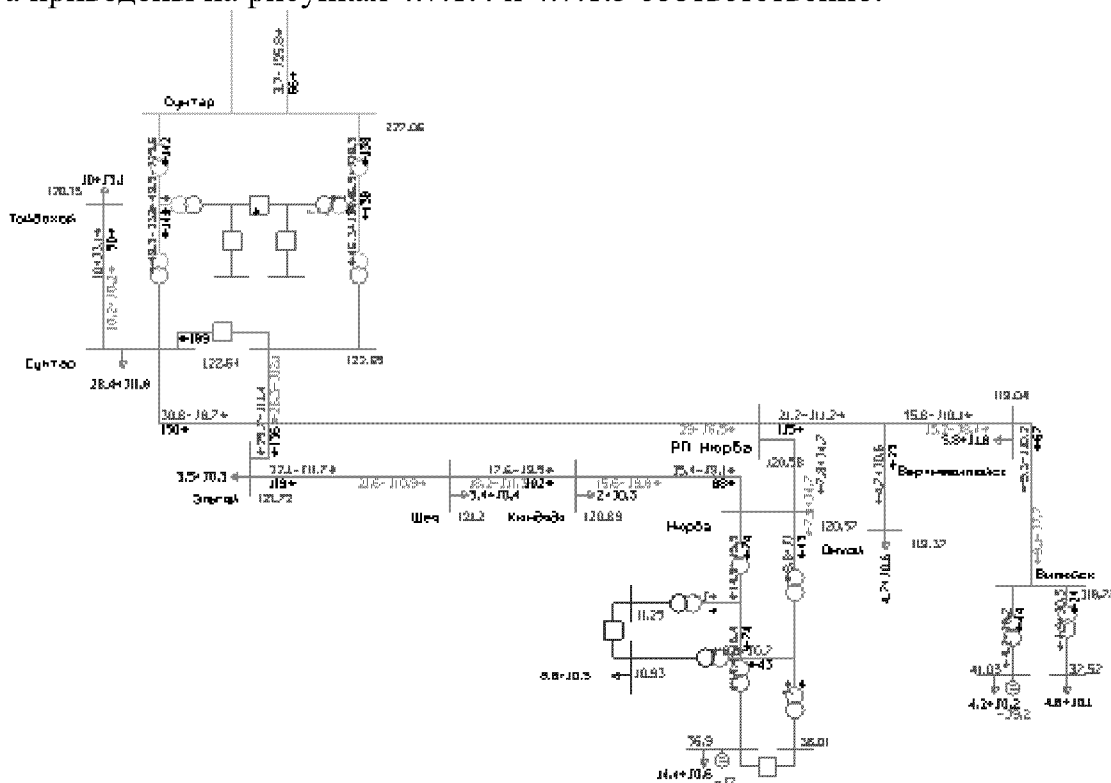


Рисунок 4.7.1.4 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 1)

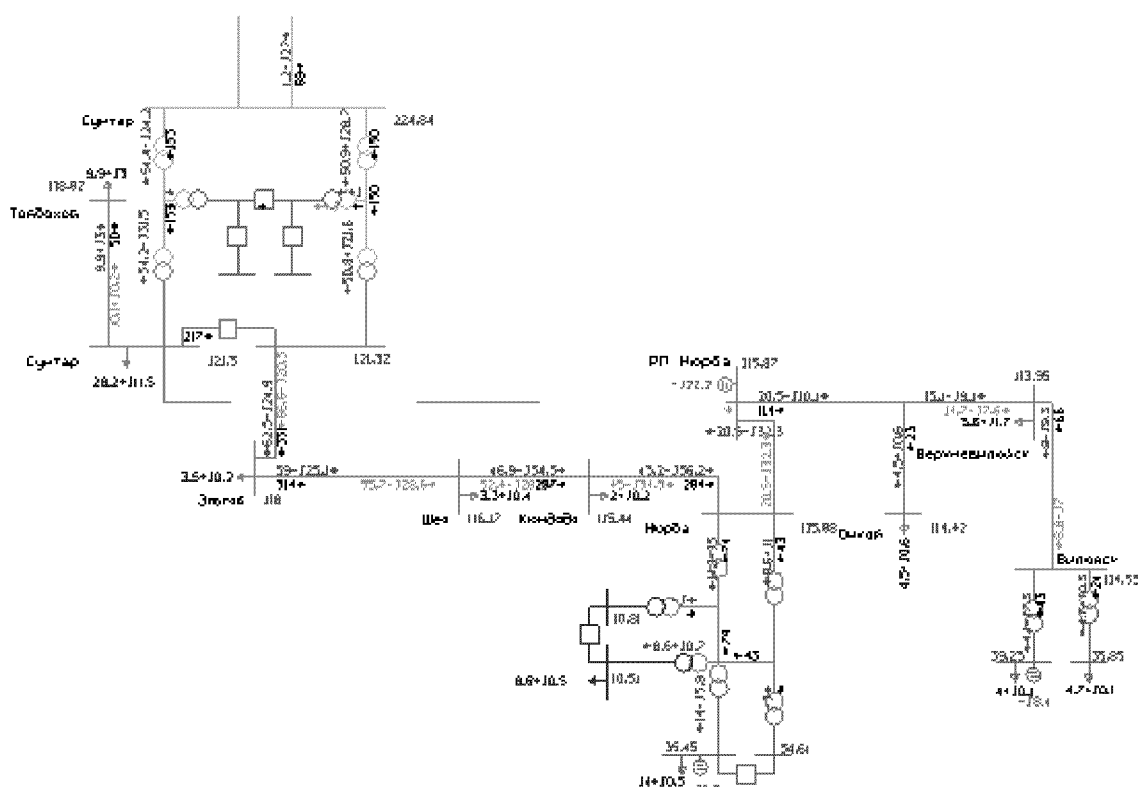


Рисунок 4.7.1.5 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Сунтар – РП Нюрба. Зимний максимум (вариант 1)

Потери мощности в зимний максимум нагрузки составят 5,94 МВт.

В соответствии с расчетами электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 1 приведены в таблице 4.7.1.3.

Таблица 4.7.1.3 – Капитальные затраты на реализацию варианта 1

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Реконструкция существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба	551,53	734,09	866,23
Строительство ВЛ 110 кВ Сунтар – РП Нюрба	2234,74	2974,44	3509,85
Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар	219,88	292,66	345,34
Строительство РП 110 кВ Нюрба	382,20	503,83	594,52
	<i>Итого без НДС</i>	<i>4505,03</i>	<i>5315,93</i>

Капитальные затраты на реализацию варианта 1 составляют 5315,93 млн. рублей.

Вариант 2

В рамках варианта 2 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба протяженностью 155 км;
2. Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой дополнительных 2 ячеек линейных выключателей 220 кВ;

3. Строительство ПС 220 кВ Нюрба с установкой 2 автотрансформаторов 220/110/35 мощностью 63 МВА каждый.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Нюрбинского и Верхневилуйского районов для варианта 2 приведена на рисунке 4.7.1.6.

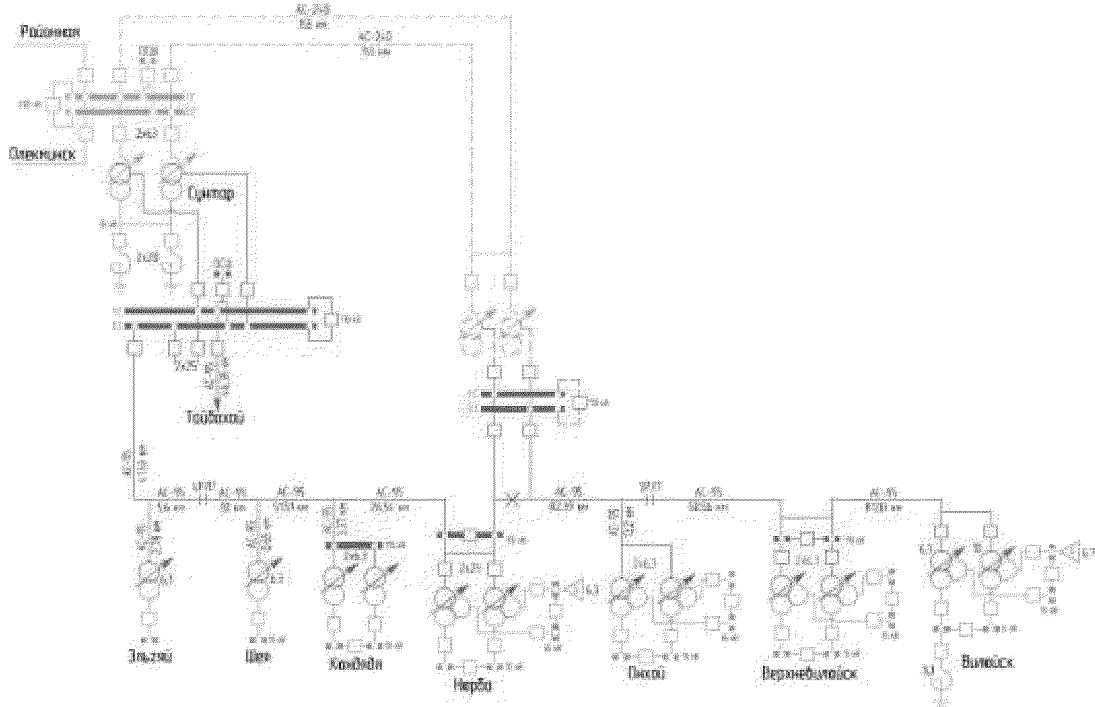


Рисунок 4.7.1.6 – Принципиальная схема электрических сетей Нюрбинского и Верхневилуйского районов (вариант 2)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба приведены на рисунках 4.7.1.7 и 4.7.1.8 соответственно.

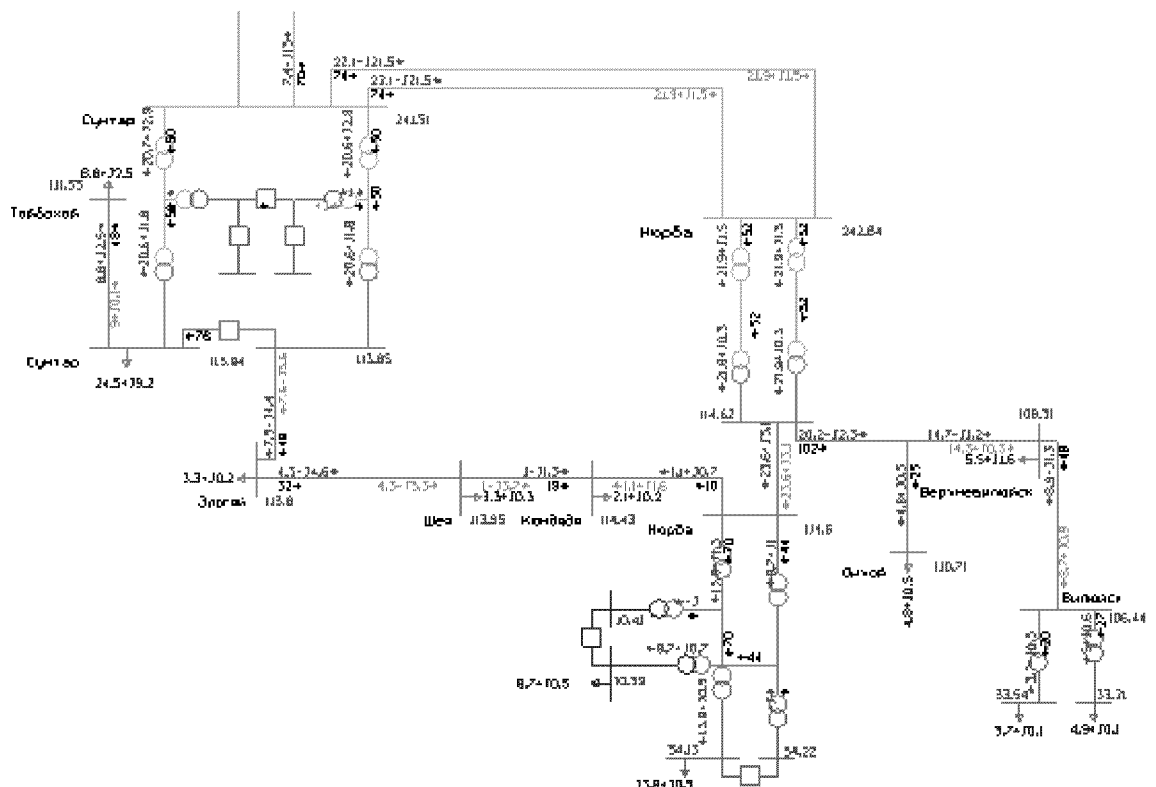


Рисунок 4.7.1.7 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 2)

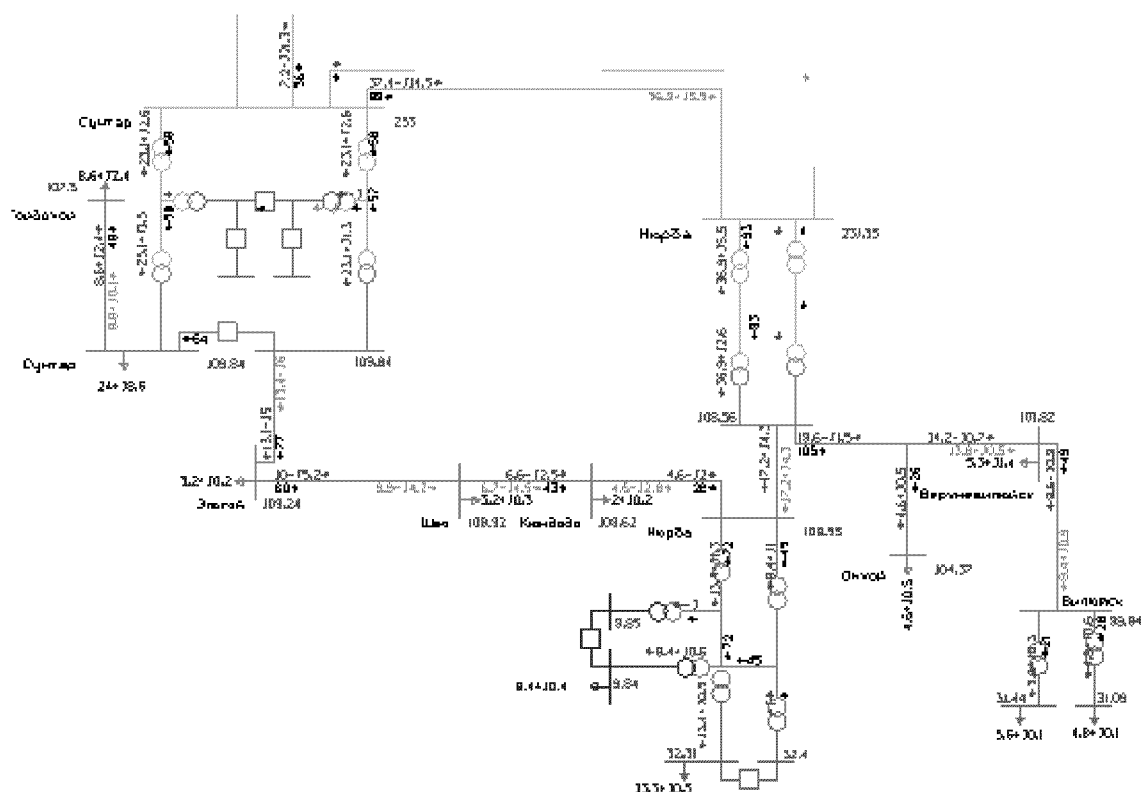


Рисунок 4.7.1.8 – Схема отключения ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба. Зимний максимум (вариант 2)

Потери мощности в зимний максимум нагрузки составят 2,44 МВт.

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 2 приведены в таблице 4.7.1.4.

Таблица 4.7.1.4 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар	61,98	82,49	97,34
Строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба	3454,37	4597,77	5425,37
Строительство ПС 220 кВ Нюрба	693,81	898,05	1059,70
	<i>Итого без НДС</i>	<i>5578,32</i>	<i>6582,41</i>

Капитальные затраты на реализацию варианта 2 составляют 6582,41 млн рублей.

Сводные показатели стоимостей вариантов и дисконтированные затраты по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 4.7.1.5.

Таблица 4.7.1.5 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Нюрбинского и Верхневилуйского районов (без НДС)

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные затраты	млн рублей	4505,03	5578,32
2	Разница в потерях мощности	МВт	5,94	2,44
3	Стоимость потерь электроэнергии*	млн рублей в год	172,91	71,03
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	млн рублей в год	54,31	68,27
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	млн рублей в год	35,01	43,40
6	Приведенные капитальные и эксплуатационные затраты в соответствии с нормативным сроком эксплуатации ВЛ 25 лет	млн рублей в год	442,43	405,83
		%	109,02	100,00

Примечание: *тариф 5,68 руб/кВтч, число часов использования максимума нагрузки 5125 часов

Согласно результатам таблицы 4.7.1.5 к дальнейшей реализации рекомендуется вариант 2 электроснабжения Нюрбинского и Верхневилуйского районов с сооружением ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба. Сооружение ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба позволит осуществить подключение новых перспективных потребителей, в том числе ГОК Накын, обеспечит дальнейшее развитие рассматриваемых районов, позволит вывести из эксплуатации аварийные ДЭС с соответствующей ежегодной экономией топлива.

4.7.2 Варианты электроснабжения Амгинского района

В настоящее время электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – Покровка - Бологур (Л-42) суммарной протяженностью 147,04 км. На ПС 110 кВ Сулгачи установлены два трансформатора по 6300 кВА каждый. ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга – Покровка – Бологур введена в 1979 году и выполнена на деревянных опорах. К транзиту 35 кВ Сулгачи – Бологур подключены ПС 35 кВ Михайловка (1000 кВА), ПС 35 кВ Абага (1000 кВА), ПС 35 кВ Бетюнь (1000 кВА), ПС 35 кВ ДЭС Амга (2x4000+1600 кВА), ПС 35 кВ Амга (2500+4000 кВА), ПС 35 кВ Бологур (2x1000 кВА), ПС 35 кВ Покровка (630 кВА).

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 4.7.2.1.

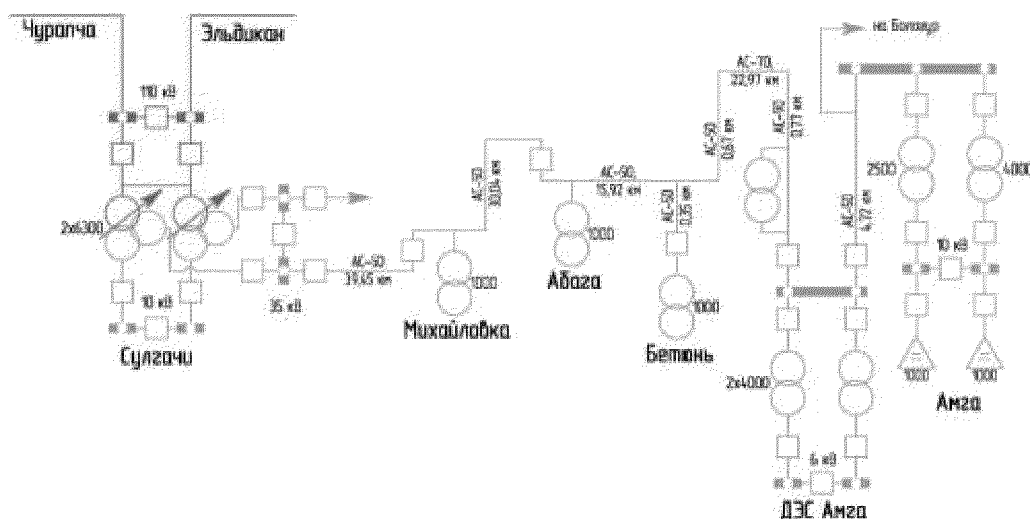


Рисунок 4.7.2.1 – Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 4.7.2.2.



Рисунок 4.7.2.2 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района

В настоящее время параметры сети Амгинского района не обеспечивают надежность электроснабжения, при которой питание потребителей должно осуществляться без ограничения нагрузки при нормальной схеме. При отключении одного трансформатора на ПС 110 кВ Сулгачи загрузка оставшегося составляет 151% от номинала, на ПС 35 кВ Амга – 157 % от номинала.

Расчет нормального электрического режима сети 35 кВ и выше Амгинского района для зимнего максимума 2016 года приведен на рисунке 4.7.2.3.

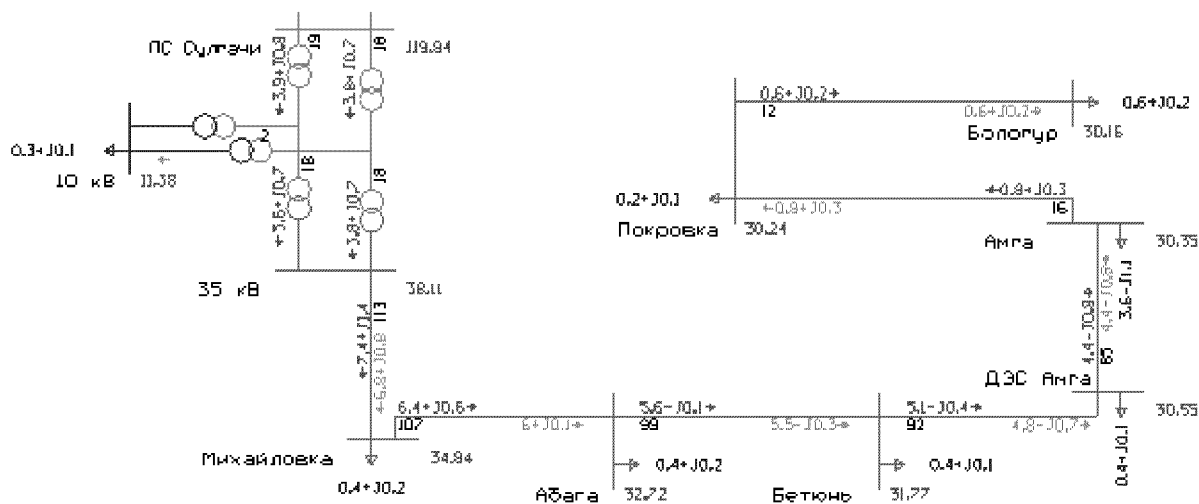


Рисунок 4.7.2.3 – Нормальный режим зимнего максимума 2016 г.

Учитывая вышеперечисленные проблемы в электроснабжении потребителей Амгинского района в рамках настоящей работы рассмотрены наиболее вероятные варианты перспективного развития электрических сетей 35 кВ и выше с учетом осуществления надежного электроснабжения существующих потребителей.

Вариант 1

В рамках варианта 1 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Бютейдах – Амга протяженностью 190 км;
2. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый;
3. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ, 2 выключателя ИРМ;
4. Замена трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Сулгачи на трансформаторы мощностью 2х16 МВА;
5. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Амга.

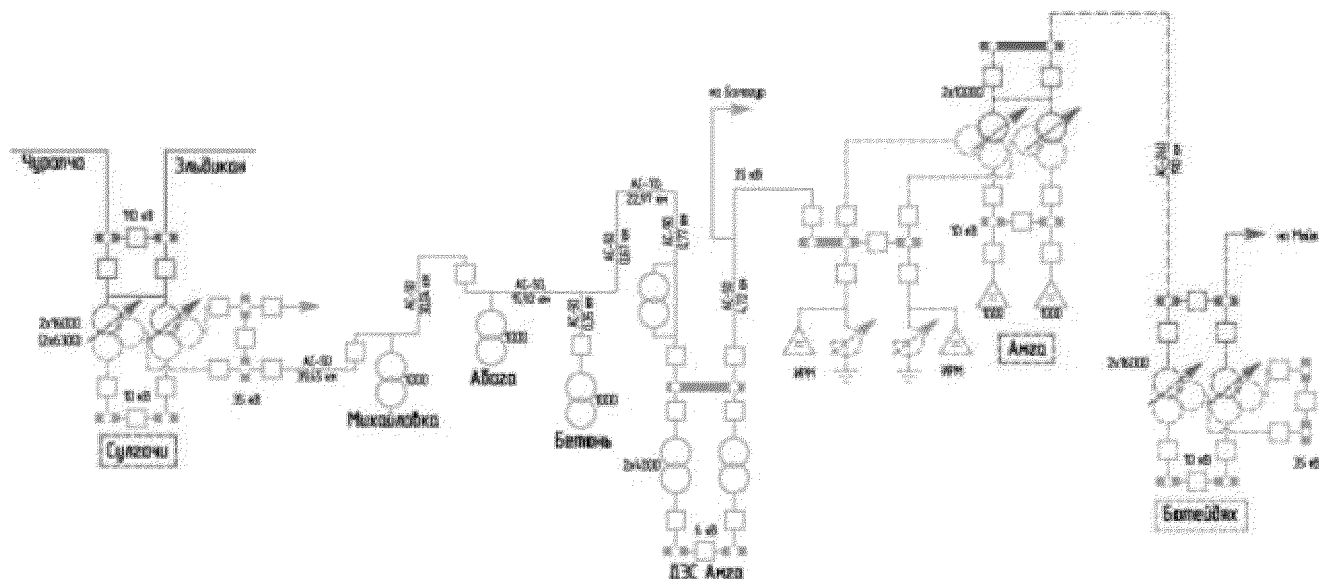


Рисунок 4.7.2.4 – Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района (вариант 1)

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 1 приведена на рисунке 4.7.2.4.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 1 приведена на рисунке 4.7.2.5.



Рисунок 4.7.2.5 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района (вариант 1)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга приведены на рисунках 4.7.2.6 и 4.7.2.7 соответственно.

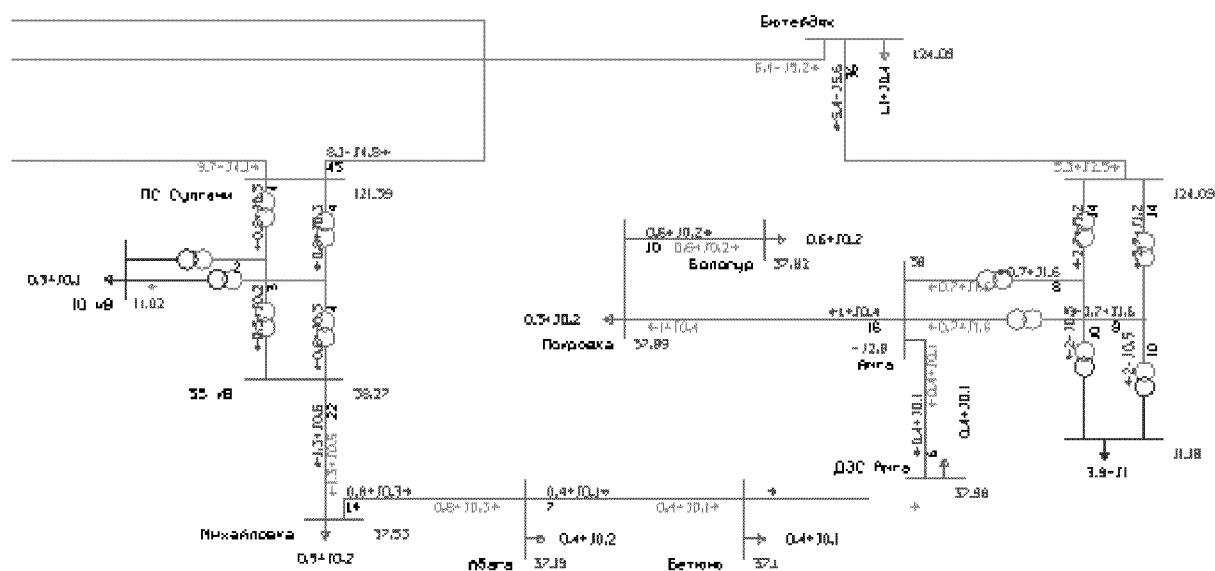


Рисунок 4.7.2.6 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 1)

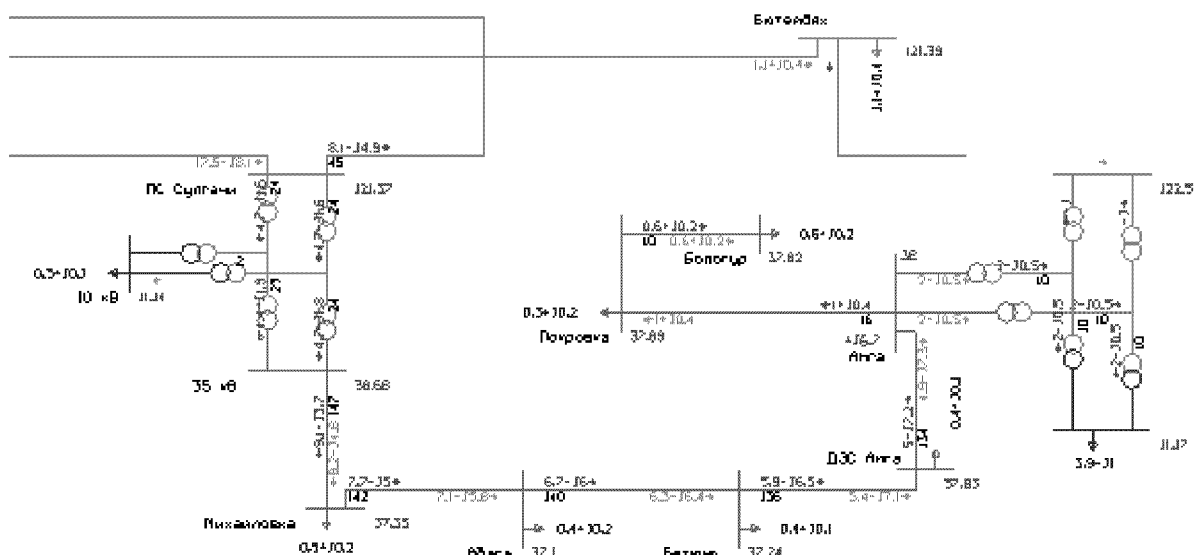


Рисунок 4.7.2.7 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга. Зимний максимум (вариант 1)

В соответствии с расчетами электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 1 приведены в таблице 4.7.2.1.

Таблица 4.7.2.1 – Капитальные затраты на реализацию варианта 1

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Бютейдях - Амга	2630,93	3501,77	4132,09
Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	303,41	403,83	476,52
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Сулгачи	225,73	300,44	354,52
	<i>Итого без НДС</i>		<i>4963,13</i>

Вариант 2

В рамках варианта 2 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый.

2. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 2 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ.

3. Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга протяженностью 92 км.

4. Строительство ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга протяженностью 190 км.

5. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи на 3 линейные ячейки с приведением к типовой схеме 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.7.2.8.

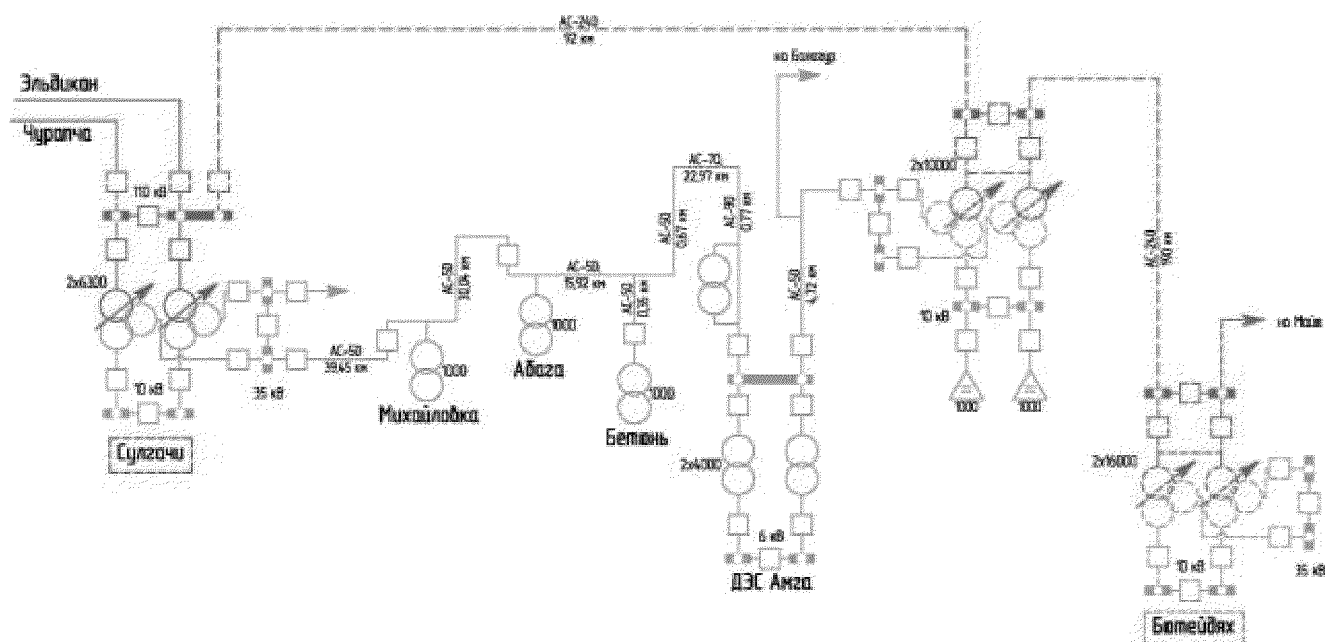


Рисунок 4.7.2.8 – Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района (вариант 2)

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.7.2.9.



Рисунок 4.7.2.9 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района (вариант 2)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 110 кВ Бютейдях – Амга приведены на рисунках 4.7.2.10 и 4.7.2.11 соответственно.

Таблица 4.7.2.2 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Сулгачи - Амга	1287,72	1713,96	2022,47
Одноцепная ВЛ 110 кВ Бютейдях - Амга	2630,93	3501,77	4132,09
Расширение ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	284,36	378,48	446,61
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи	174,45	232,20	273,99
	<i>Итого без НДС</i>	<i>5826,41</i>	<i>6875,16</i>

Вариант 3

Срок действия договора ТП ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдях с ПС 110 кВ Бютейдях истек. Кроме того, проектная документация на строительство ВЛ 110 кВ Майя – Бютейдях с ПС 110 кВ Бютейдях выполнена в 2013 г. и требует корректировки. В связи с этим в рамках варианта 3 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга протяженностью 92 км.
2. Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой 2 трансформаторов мощностью 10 МВА каждый.
3. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Амга к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 35 кВ: 1 линейный, СВ, 2 выключателя ИРМ.
4. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Амга.
5. Замена трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Сулгачи на трансформаторы мощностью 2х16 МВА.
6. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи на 3 линейные ячейки с приведением к типовой схеме 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района для варианта 3 приведена на рисунке 4.7.2.12, карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района – на рисунке 4.7.2.13.

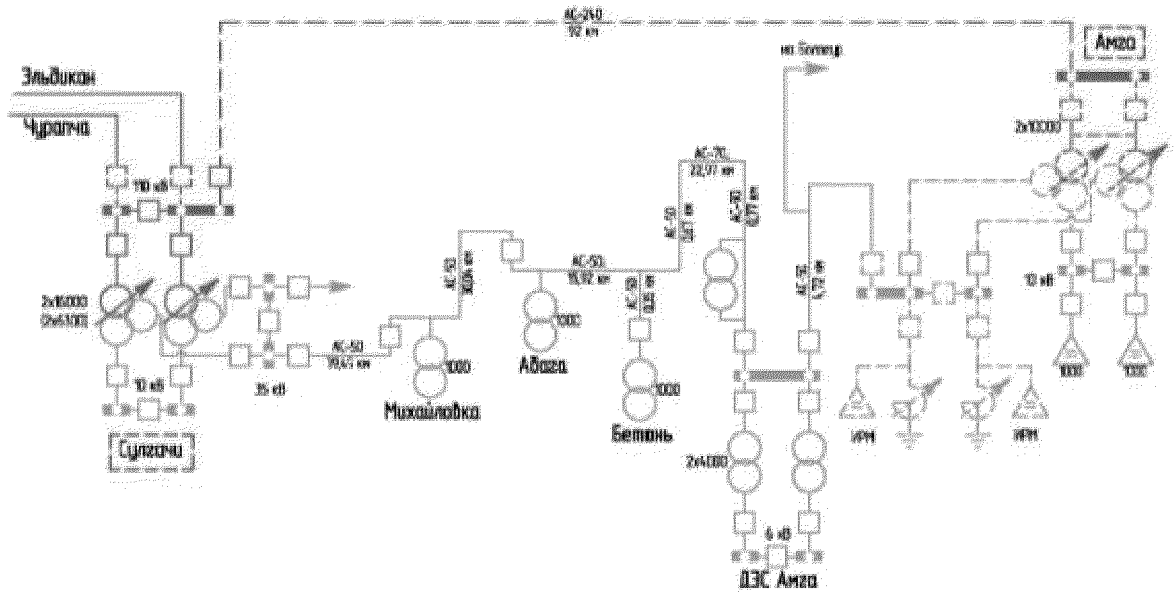


Рисунок 4.7.2.12 – Принципиальная схема электрических сетей Амгинского района (вариант 3)



Рисунок 4.7.2.13 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района (вариант 3)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга приведены на рисунках 4.7.2.14 и 4.7.2.15 соответственно.

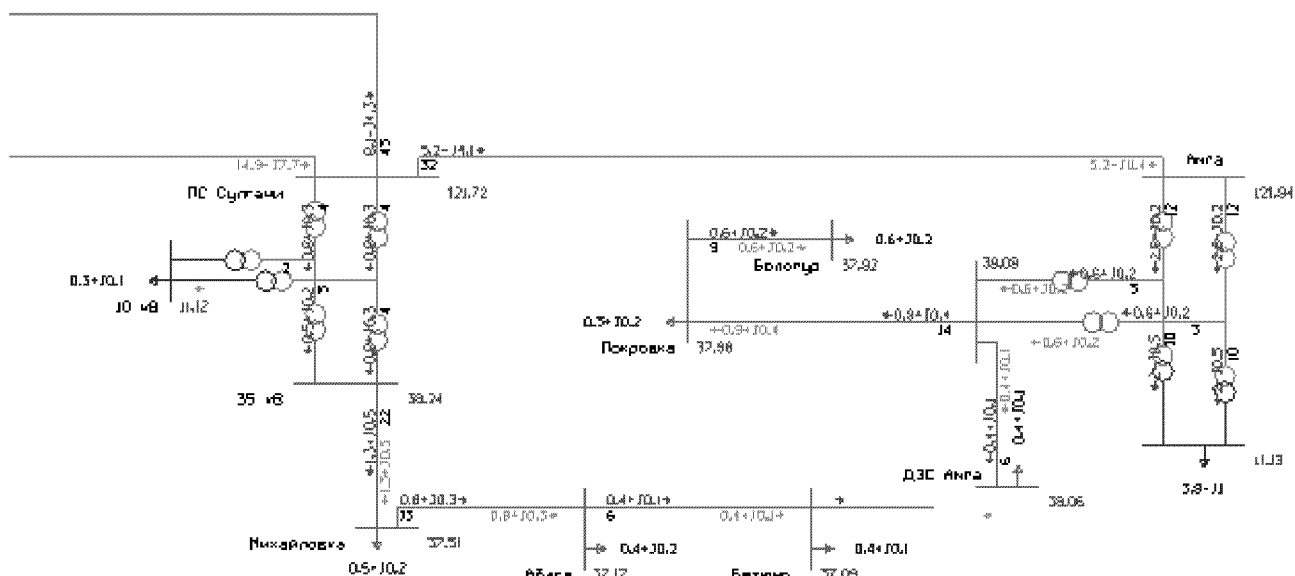


Рисунок 4.7.2.14 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 3)

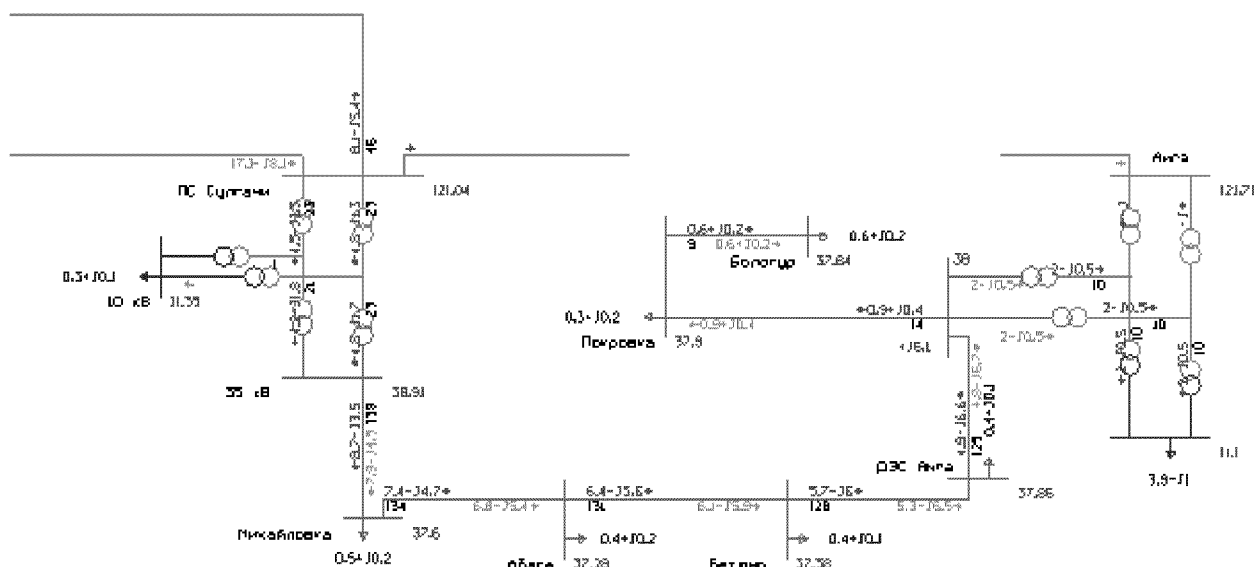


Рисунок 4.7.2.15 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга. Зимний максимум (вариант 3)

В соответствии с расчетами электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 3 приведены в таблице 4.7.2.3.

Таблица 4.7.2.3 – Капитальные затраты на реализацию варианта 3

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга	1287,72	1712,96	2022,47
Реконструкция ПС 35 кВ Амга с переводом на напряжение 110 кВ	303,41	403,83	476,52
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Сулгачи	225,73	300,44	354,52
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Сулгачи	174,45	232,20	273,99

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей	
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)		
		<i>Итого без НДС</i>	2650,43	3127,51

Таблица 4.7.2.4 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Амгинского района

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		млн рублей		
1	Капитальные затраты, млн рублей	4963,13	6875,16	3127,51
2	Разница в потерях мощности, МВт	0,03	0,30	0,00
3	Стоимость разницы потерь электроэнергии, млн рублей в год	0,87	8,73	0,00
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	49,03	42,52	65,20
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	33,06	49,24	16,18
6	Амортизационные отчисления, млн рублей в год	119,21	154,80	89,07
7	Приведенные годовые затраты	797,75	1080,31	545,75
8	Приведенные годовые затраты, %	146,17	197,95	100,00

По критерию минимальных приведенных затрат рекомендован вариант 3 электроснабжения Амгинского района.

4.7.3 Развитие электрических сетей 35 и 110 кВ для электроснабжения Намского района

В настоящее время электроснабжение потребителей Намского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Намцы – Хатырык (Л-32) протяженностью 32,68 км, ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-37) протяженностью 60,07 км, ВЛ 35 кВ Кангалассы – Намцы с отпайкой на ПС 35 кВ Хомустах (Л-39) протяженностью 75,72 км. На ПС 110 кВ Радиоцентр и ПС 110 кВ Кангалассы установлены трансформаторы мощностью по 2x10 МВА. Мощность ПС 35 кВ составляет: ПС 35 кВ Хатырык – 2x1 МВА, ПС 35 кВ Хомустах – 2x4 МВА, ПС 35 кВ Намцы – 2x4 МВА.

Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 4.7.3.1.

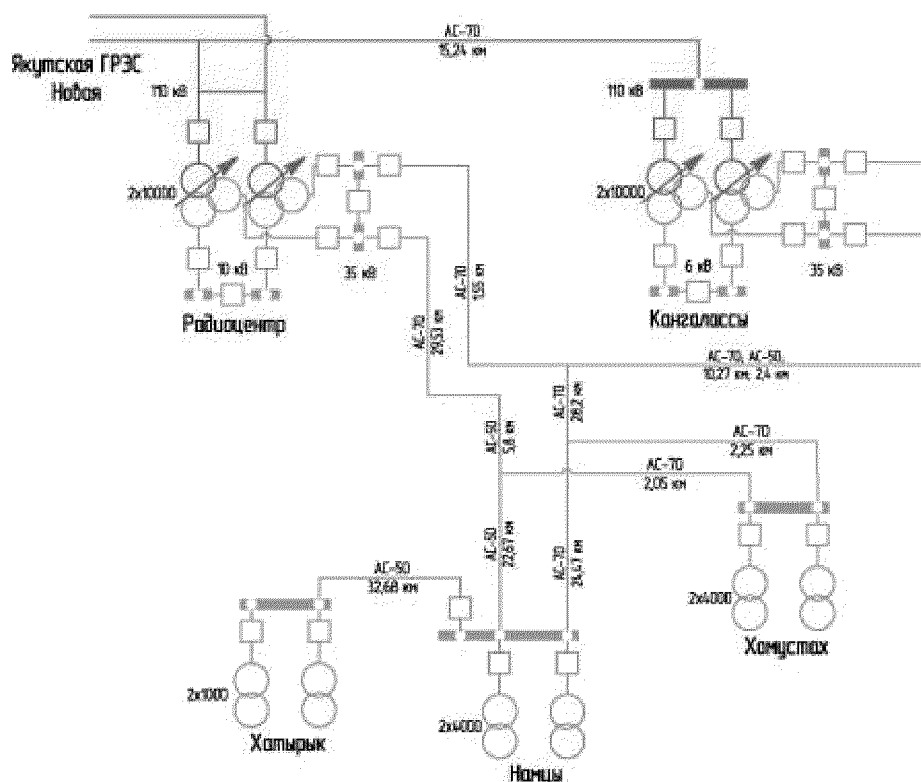


Рисунок 4.7.3.1 – Принципиальная схема электрических сетей Намского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района приведена на рисунке 4.7.3.2.



Рисунок 4.7.3.2 – Карта-схема электрических сетей Намского района

В настоящее время параметры сети Намского района не обеспечивают надежность электроснабжения, при которой питание потребителей должно осуществляться без ограничения нагрузки при нормальной схеме. При отключении одного трансформатора на на ПС 110 кВ Радиоцентр нагрузка оставшегося составляет 145% от номинала, на ПС 35 кВ Намцы – 129 % от номинала, на ПС 35 кВ Хатырык – 111%.

Расчет нормального электрического режима сети 35 кВ и выше Намского района для зимнего максимума 2016 года приведен на рисунке 4.7.3.3.

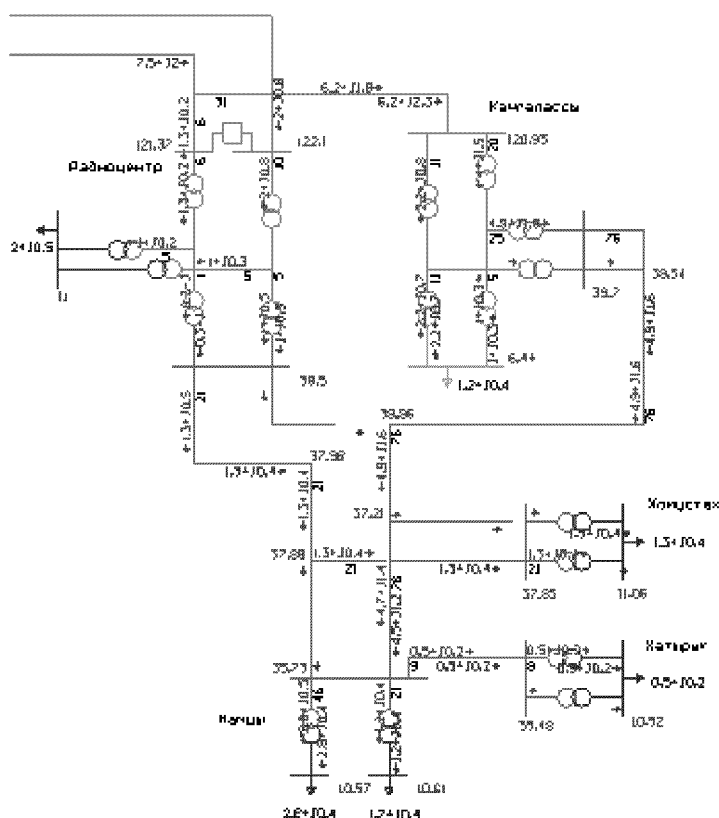


Рисунок 4.7.3.3 – Нормальный режим зимнего максимума 2016 г.

Учитывая вышеперечисленные проблемы в электроснабжении потребителей Намского района в рамках настоящей работы рассмотрены наиболее вероятные варианты перспективного развития электрических сетей 35 кВ и выше для возможности подключения новых потребителей и осуществления надежного электроснабжения существующих потребителей.

Вариант 1

В рамках варианта 1 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Замена трансформаторов 2x10 ПС 110 кВ Радиоцентр на трансформаторы 2x25 МВА.
2. Замена трансформаторов 2x4 ПС 35 кВ Намцы на трансформаторы мощностью 2x10 МВА.
3. Замена трансформаторов 2x1 ПС 35 кВ Хатырык на трансформаторы мощностью 2x2,5 МВА.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 1 приведена на рисунке 4.7.3.4

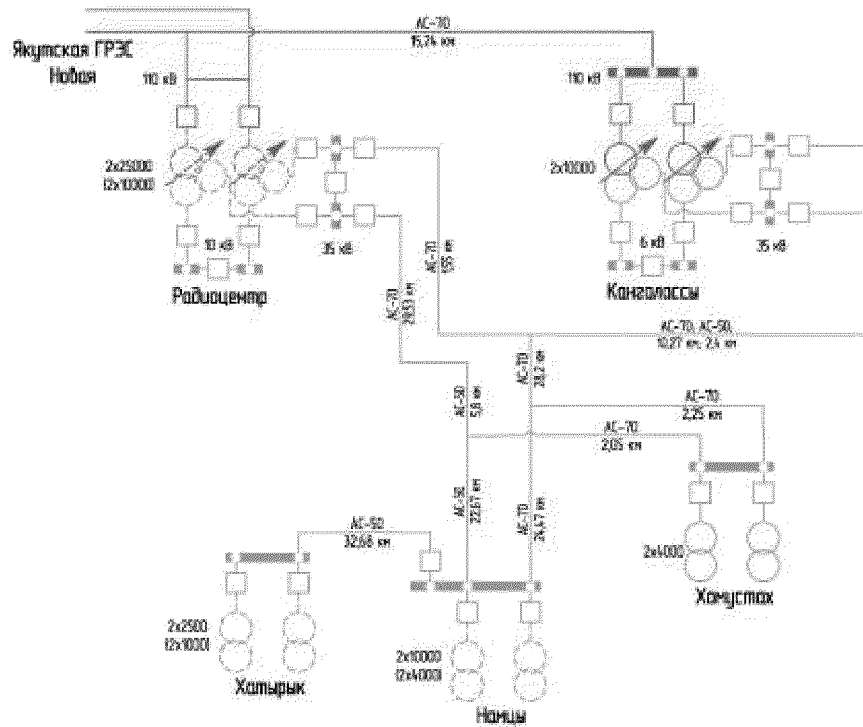


Рисунок 4.7.3.4 – Принципиальная схема электрических сетей Намтского района (вариант 1)

Расчеты нормального режима и режима с отключением ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангаласы и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангаласы приведены на рисунках 4.7.3.5, 4.7.3.6 и 4.7.3.7 соответственно.

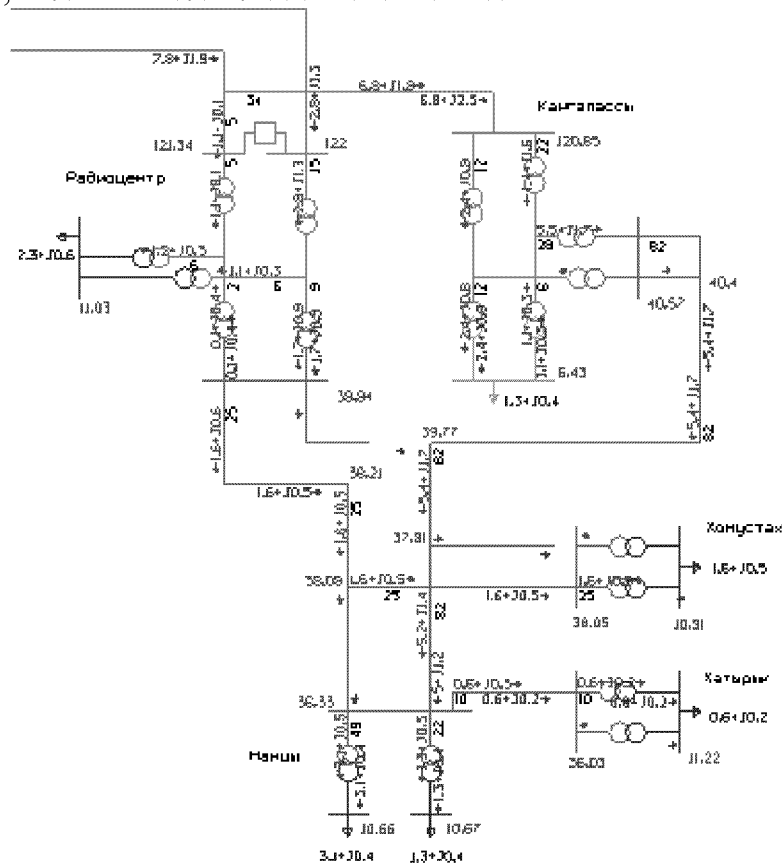


Рисунок 4.7.3.5 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 1)

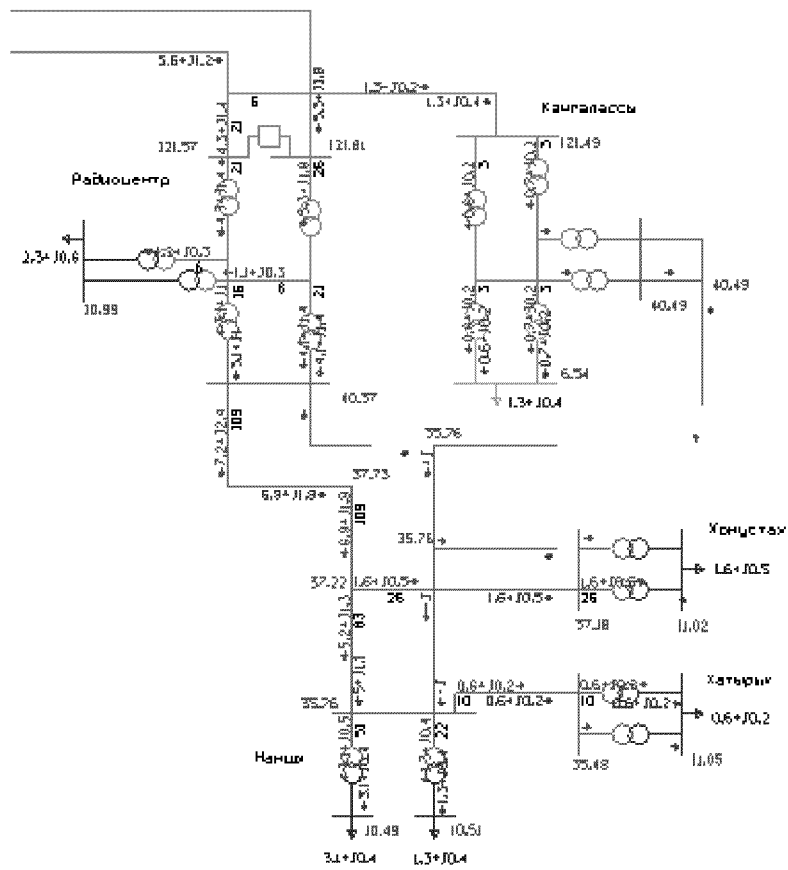


Рисунок 4.7.3.6 – Схема отключения ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 1)

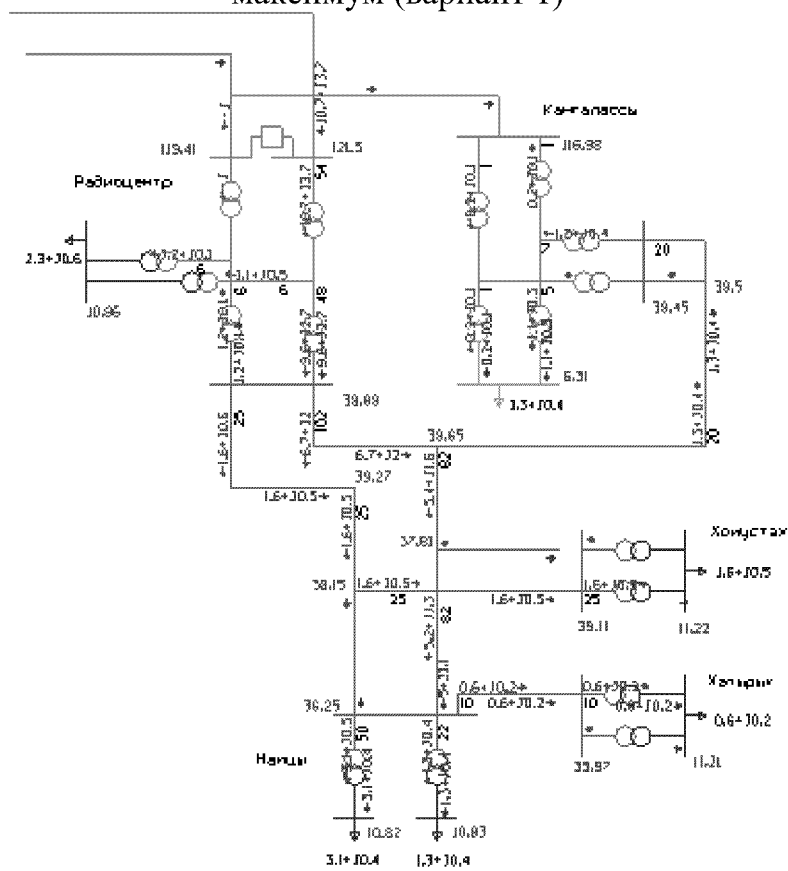


Рисунок 4.7.3.7 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 1)

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая загрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 1 приведены в таблице 4.7.3.1.

Таблица 4.7.3.1 – Капитальные затраты на реализацию варианта 1

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Радиоцентр	239,91	319,31	376,79
Замена трансформаторов на ПС 35 кВ Намцы	88,89	118,32	139,62
Замена трансформаторов на ПС 35 кВ Хатырык	76,82	102,25	120,66
	<i>Итого без НДС</i>	<i>539,88</i>	<i>637,06</i>

Вариант 2

В рамках варианта 2 предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ, строительство РУ 110 кВ по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с установкой двух трансформаторов мощностью 2х10 МВА.

2. Строительство ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы протяженностью 60 км;

3. Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр до схемы 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 4 выключателей 110 кВ: 3 линейных, СВ.

4. Приведение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Намцы к схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой 5 выключателей 35 кВ: 2 линейных, 2 выключателя ИРМ, СВ.

5. Установка ИРМ 35 кВ на ПС 110 кВ Намцы.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.7.3.8.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Намского района для варианта 2 приведена на рисунке 4.7.3.9.

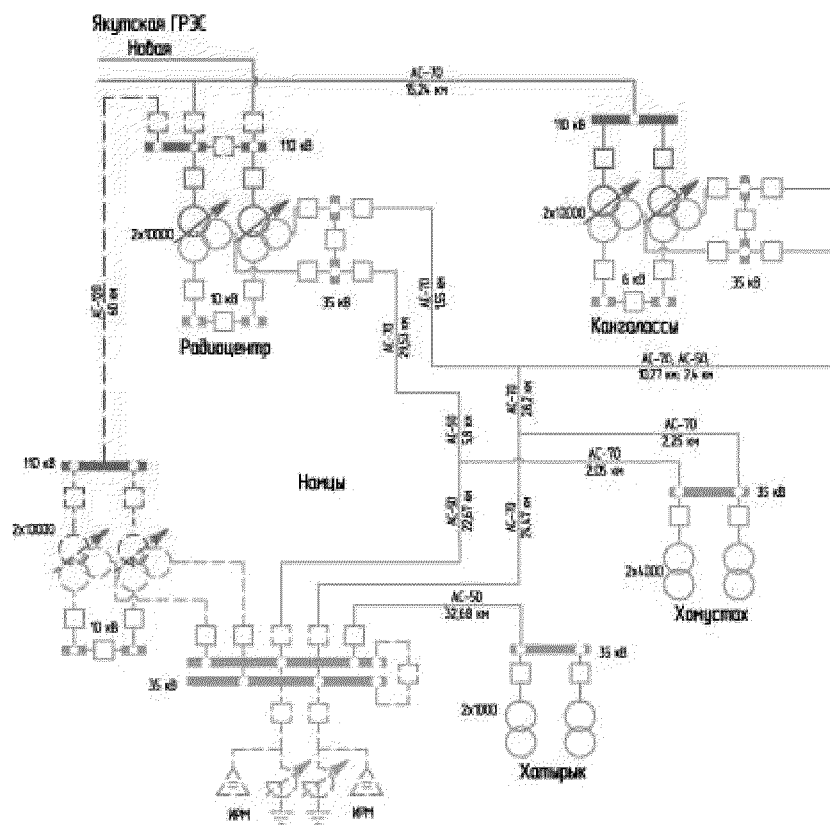


Рисунок 4.7.3.8 – Принципиальная схема электрических сетей Намского района (вариант 2)



Рисунок 4.7.3.9 – Карта-схема электрических сетей Намского района (вариант 2)

Расчет нормального режима приведен на рисунке 4.7.3.10. Режимы с отключением ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангалассы, ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы и ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы приведены на рисунках 4.7.3.11, 4.7.3.12 и 4.7.3.13 соответственно.

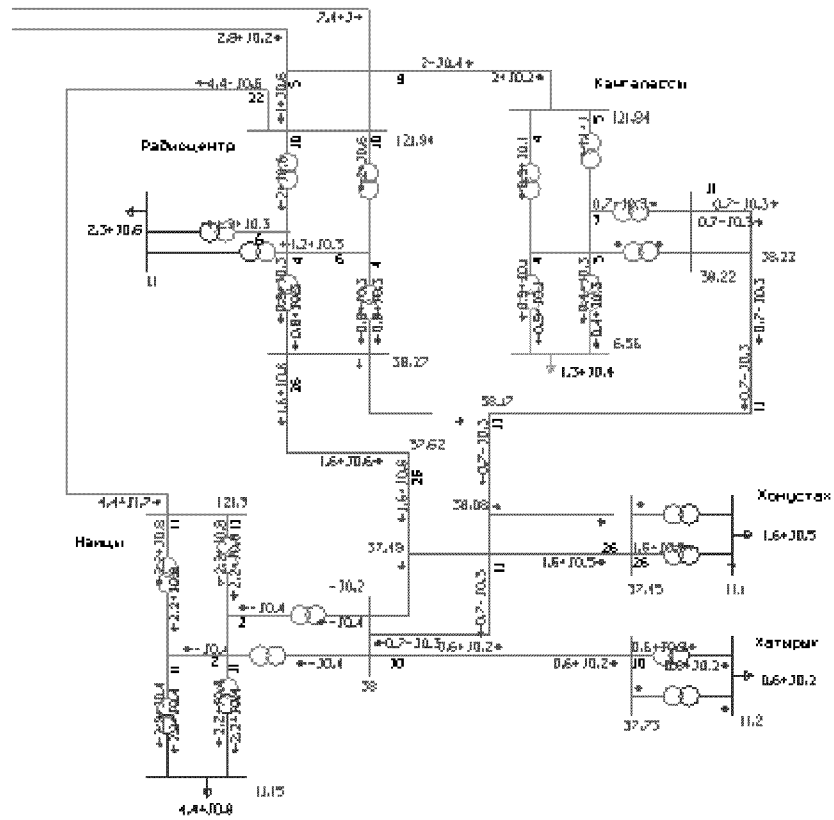


Рисунок 4.7.3.10 – Нормальный режим. Зимний максимум (вариант 2)

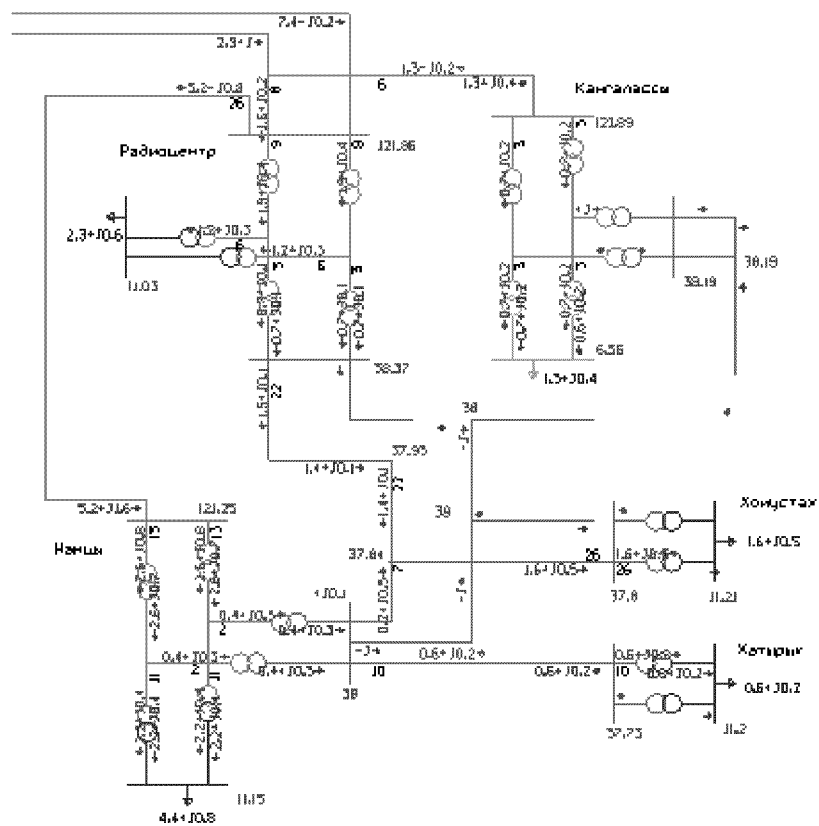


Рисунок 4.7.3.11 – Схема отключения ВЛ 35 кВ Радиоцентр – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 2)

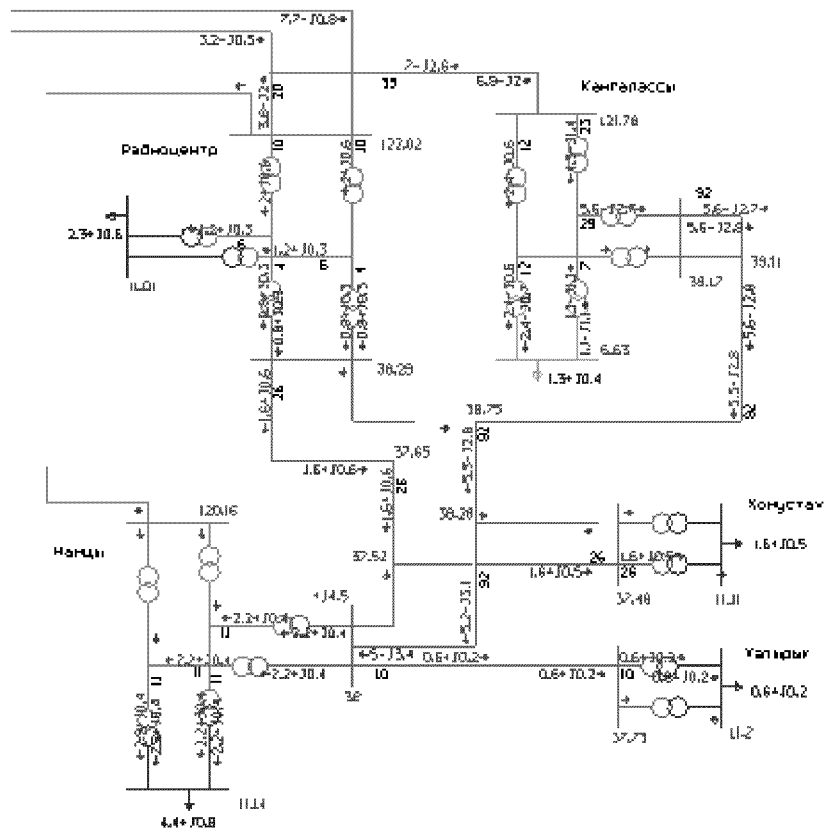


Рисунок 4.7.3.12 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Радиоцентр – Намцы. Зимний максимум (вариант 2)

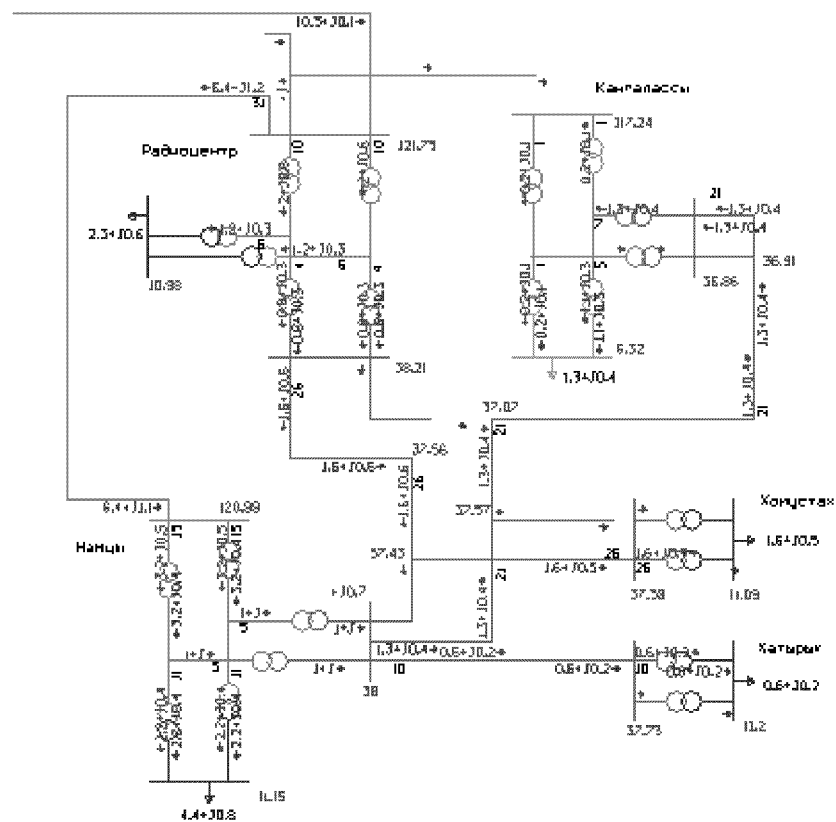


Рисунок 4.7.3.13 – Схема отключения ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы. Зимний максимум (вариант 2)

В соответствии с расчетом электрических режимов с учетом критерия (n-1) уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая загрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию варианта 2 приведены в таблице 4.7.3.2.

Таблица 4.7.3.2 – Капитальные затраты на реализацию варианта 2

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей		Стоимость с НДС, млн. рублей
	Базовые цены (01.01.2015 г.)	Текущие цены (2018 г.)	
Одноцепная ВЛ 110 кВ Радиоцентр-Намцы	792,78	1055,19	1245,12
Реконструкция ПС 35 кВ Намцы с переводом на напряжение 110 кВ	308,81	411,03	485,01
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Радиоцентр	193,11	257,02	303,29
	<i>Итого без НДС</i>	<i>1723,24</i>	<i>2033,42</i>

Сводные показатели стоимостей вариантов и дисконтированные затраты по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 4.7.3.3.

Таблица 4.7.3.3 – Сводные показатели стоимостей вариантов электроснабжения Намского района.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		млн рублей	
1	Капитальные затраты, млн рублей	637,06	2033,42
2	Разница в потерях мощности, МВт	0,46	0,00
3	Стоимость разницы потерь электроэнергии, млн рублей в год	13,39	0,00
4	Издержки на ремонт и обслуживание электрооборудования и РУ, млн рублей в год	37,59	46,51
5	Издержки на ремонт и обслуживание ВЛ и КЛ, млн рублей в год	0,00	9,96
6	Амортизационные отчисления, млн рублей в год	28,03	59,59
7	Приведенные годовые затраты	158,64	370,24
8	Приведенные годовые затраты, %	100,00	233,38

По критерию минимальных приведенных затрат рекомендован вариант 1 электроснабжения Намского района.

4.7.4 Развитие электрических сетей 35 и 110 кВ для электроснабжения перспективных потребителей в Оймяконском и Момском районах от Западных электрических сетей ПАО «Магаданэнерго»

Оймяконский район - один из крупных промышленных районов в Республике Саха (Якутия), расположен на севере-востоке республики в пределах географических координат 64° с.ш. и 144° в.д. площадь - 92.2 тыс. кв. км. По величине территория занимает 14-е место в республике. С восточной стороны граничит с Магаданской областью, с южной – с Хабаровским краем, с западной стороны граничит с Томпонским улусом и с северной стороны- с Момским улусом. Через территорию улуса проходят горные массивы Черского и Верхоянского

хребтов, на которых находится самая высокая точка в европейской части России - пик Муус-Хайа (высота 3011 метров). Рельеф горный. Вся территория улуса находится в бассейне реки Индигирка. Оймяконский улус состоит из нескольких поселков, разбросанных на площади 92.2 тыс. кв. км. С 2007 года в состав района входят 7 муниципальных образований (два городских и пять сельских поселений). Расстояние от районного центра п. Усть-Нера до других населенных пунктов от 130 км до 518 км, каждый из которых имеет свою социальную сферу и автономные системы тепло- и водоснабжения.

В настоящее время электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского района осуществляется по ВЛ 220 кВ АрГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера с отпайками. Кроме того сельские населённые пункты юга Оймяконского района: Куйдусун, Оймякон, Орто-Балаган, Ючюгей подключены от собственных источников электроснабжения, дизельных электростанций. Кроме социально-бытовых нагрузок на территории Оймяконского района ведется добыча золота на месторождении «Дражное» (АО «ТЗРК») Тарынского рудного поля. Потребители месторождения «Дражное» (АО «ТЗРК») подключены к сетям 6 и 35 кВ от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго» (приложение 4.9).

Обзорная карта Оймяконского района приведена на рисунке 4.7.4.1.

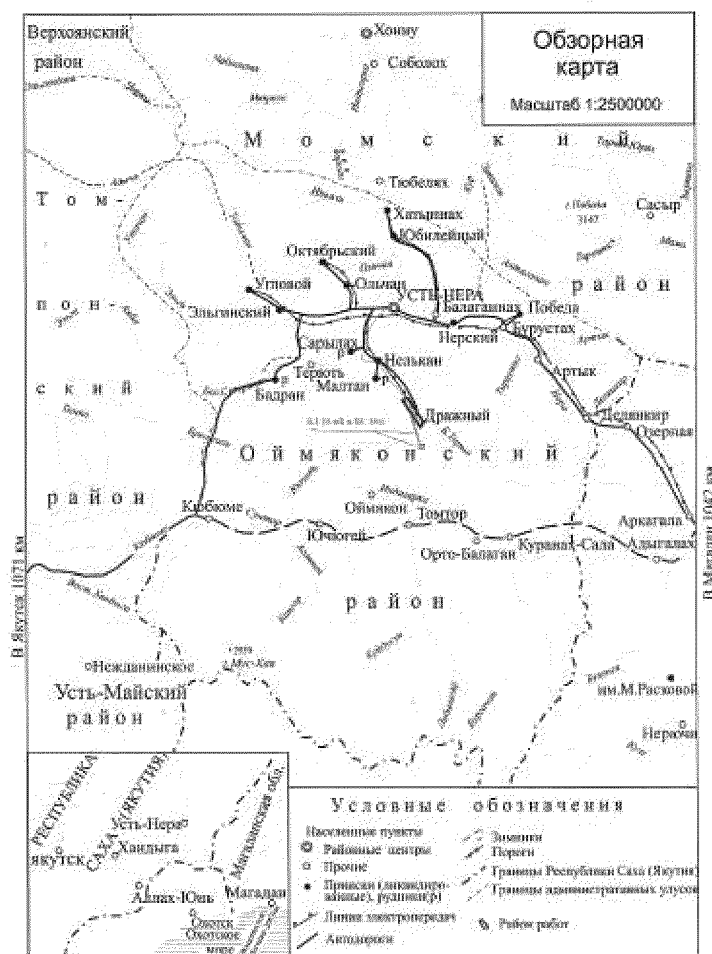


Рисунок 4.7.4.1 – Обзорная карта Оймяконского района

Учитывая, что на территории Оймяконского района планируется дальнейшее развитие золотодобывающих предприятий с соответственным ростом электрических нагрузок требуется развитие электрических сетей. Уровни нагрузок перспективных потребителей в соответствии с информацией ПАО «Магаданэнерго» приведены в таблице 4.7.4.1.

Таблица 4.7.4.1 – Уровни нагрузок перспективных потребителей Оймяконского района

Наименование потребителей	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ПОТРЕБНОСТЬ, МВт						
Рудник «Бадран» (ЗАО «ГРК» «Западное»)			3,5	3,5	6,5	6,5
ООО «Богуславец»			1,0	1,0	1,0	1,0
ООО «Горная компания «Тал»			4,0	4,0	4,0	4,0
Тарынская ЗРК			4,0	8,0	8,0	8,0
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого новые потребители Оймяконского улуса	1,4	1,5	14	18	21	21
Итого с учетом коэффициентов спроса (0,6) и совмещение максимумов нагрузки (0,7)*	0,588	0,63	5,88	7,56	8,82	8,82

* - Приказ Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. № 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»

Электроснабжение посёлков Оймяконского улуса осуществляется от ДЭС. Данные по установленной мощности ДЭС в поселках приведены в таблице 4.7.4.2.

Таблица 4.7.4.2 – Нагрузки поселков и мощность установленных ДЭС

Наименование н/п	Максимальная электрическая нагрузка потребителей, кВт	Установленная мощность ДЭС, кВт
Кундусун	735	2045
Оймякон	318	1395
Орто-Балаган	322	580
Ючюгей	181	430
Итого	1556	4450

В соответствии с приведенными в таблице 4.7.4.2 данными установленная мощность ДЭС поселков Оймяконского улуса значительно превышает максимум нагрузки потребителей.

Для электроснабжения поселков юга Оймяконского района и подключения перспективных потребителей в соответствии с работой по титулу «Разработка предварительного технико-экономического обоснования вариантов схемы внешнего электроснабжения месторождений Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия)», выполненной в 2016 году в соответствии с Протоколом рабочего совещания по вопросам обеспечения внешней инфраструктурой месторождений золота Тарынского рудного поля в Республике Саха (Якутия) №ПР-76-П2 от 29.03.2016 г. требуется выполнение следующих мероприятий:

- строительство РП 110 кВ Артык с подключением отпайкой от ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера;
- строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дrajное протяженностью 102 км с ПС 110 кВ Дrajное (2x40 МВА, 2x10 Мвар);
- строительство ВЛ 35 кВ Дrajное – Оймякон протяженностью 90 км с ПС 35 Оймякон (1x1 МВА);
- строительство ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун протяженностью 36 км с ПС 35 кВ Куйдусун (1x1 МВА), ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган протяженностью 73 км с ПС 35 кВ Орто-Балаган (1x1 МВА) и ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей протяженностью 46 км с ПС 35 Ючюгей (1x1 МВА).

Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 4.7.4.2.

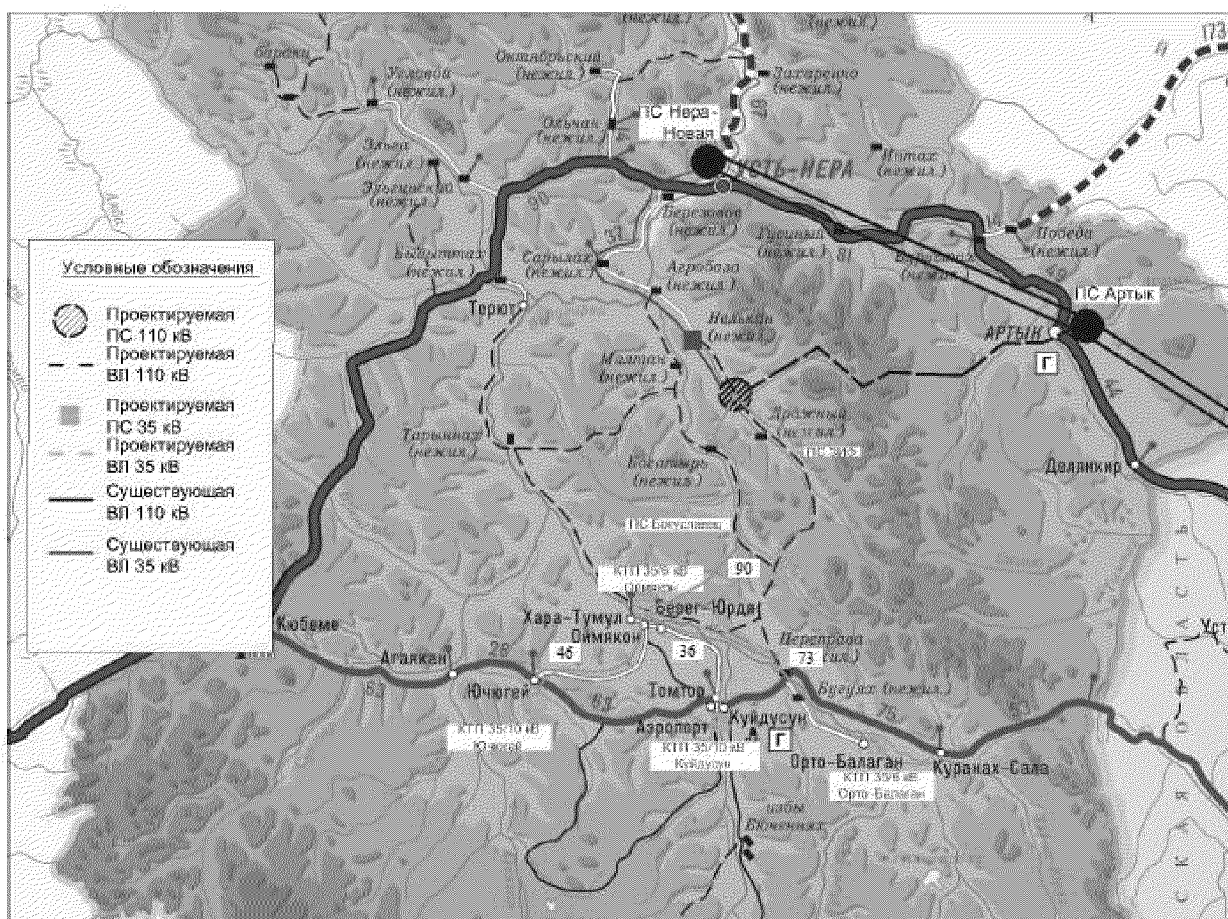


Рисунок 4.7.4.2 – Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Расчет электрического режима для зимнего максимума нагрузки приведен на рисунке 4.7.4.3.

4.8 Прогноз потребности электростанций и котельных в топливе

Основными видами топлива на тепловых электростанциях является природный газ средневилуйского месторождения (Центральный энергорайон) и каменный уголь южно-якутского угольного бассейна (Южно-Якутский энергорайон). Текущее потребление природного газа на ТЭС оценивается на уровне 1010 тыс.т.у.т., каменного угля – 1514 тыс.т.у.т.¹⁴ Прогноз потребления топлива составлен на базе прогнозов выработки электрической и тепловой энергии электростанциями с учетом пиковых котельных в их составе, предоставленных генерирующими компаниями, а также при условиях максимальной загрузки генерирующих мощностей¹⁵. Ожидаемый объем потребления каменного угля на электростанциях оценивается на уровне 1,4 – 1,5 млн т.у.т. в год, максимальное потребление оценивается на уровне 1,7 млн т.у.т (рис.4.8.1). В прогнозируемом периоде ожидается рост потребления природного газа, обусловленное ростом тепловых нагрузок и расширением зоны обслуживания тепловых сетей электростанций в г. Якутске. Объем потребления природного газа к 2022 г. по данным генерирующих компаний достигнет 1,3 млн.т.у.т., при условиях максимальной загрузки генерирующих мощностей – более 1,7 млн.т.у.т.(рис. 4.8.2).



Рисунок 4.8.1 – Прогноз ожидаемого и максимального потребления каменного угля на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

¹⁴ По оценке ИФТПС СО РАН

¹⁵ На основе балансов электроэнергии параграфа 4.1.2

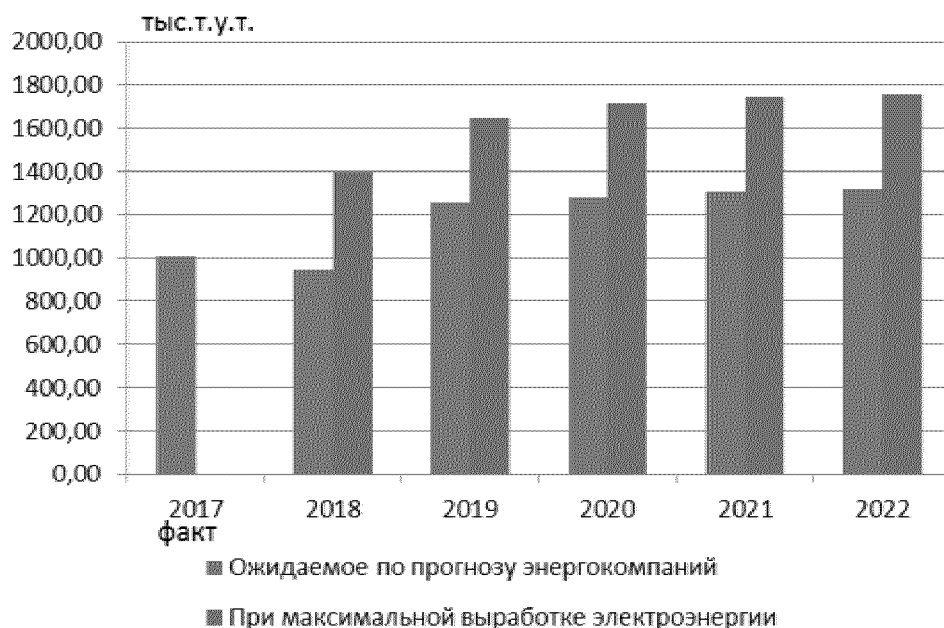


Рисунок 4.8.2 – Прогноз ожидаемого и максимального потребления природного газа на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Среди автономных источников энергии крупными потребителями природного газа являются мощности ОАО «Сургутнефтегаз», АО «ЯТЭК» и планируемые к строительству ГТУ-ТЭЦ на Чаяндинском месторождении (ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»). Крупными потребителями дизельного топлива являются АО «Сахаэнерго», ОАО «Эльгауголь», АК «АЛРОСА» (ПАО), АО «Алмазы Анабара».

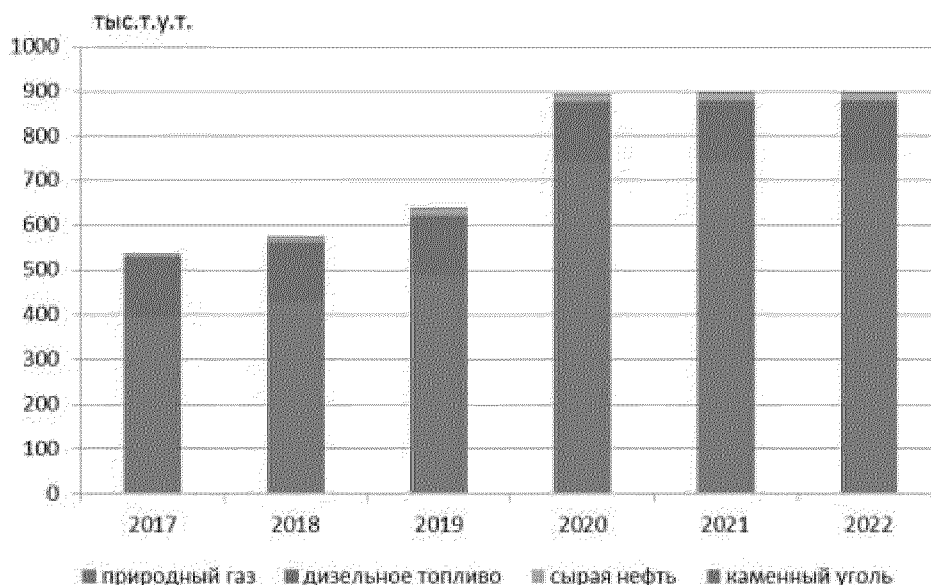


Рисунок 4.8.3 – Прогноз потребления топлива автономными тепловыми электростанциями крупных предприятий.

Суммарное потребление топливных ресурсов на автономных тепловых электростанциях республики к концу периода ожидается на уровне 900 тыс. т. у. т. Основной прирост обусловлен вводом двух ГТУ-ТЭЦ при разработке Чаяндинского НГКМ.

4.9. Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение генерирующих объектов, объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше

Перечень объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше разработан на основе:

- Проекта Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы;
- Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- расчетов режимов работы основной электрической сети, выполненных в разделе 4.3 настоящей СиПР;
- перечня электросетевых объектов, направленных на устранение «узких мест», приведенного в разделе 4.4 настоящей СиПР.

Оценка прогнозных объёмов капитальных вложений в сооружение объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. Показатели стоимости объектов электросетевого хозяйства приняты в соответствии с «Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2016 №75. Перевод в цены 2018 г. осуществлен с применением индекса 1,331 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 №380. Объемы капитальных вложений приведены в таблице 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с мероприятиями, предусмотренными Проектом Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2018-2022 годы и ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
ПАО "Якутскэнерго"									
1	Реконструкция ПС 110 кВ Мохсоголлох (замена трансформатора 3Т)	25 МВА	2018	109,26					109,26
2	Строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО "ФСК ЕЭС" электроустановок ПАО "Якутскэнерго"	КВЛ 110 кВ 2х4,41 км 8,62 км 8,72 км КВЛ 35 кВ 6,03 км 6,03 км 4,49 км 2,18 км	2018	332,56					332,56
Итого ПАО "Якутскэнерго"				441,82	0,00	0,00	0,00	0,00	441,82
АО "ДРСК"									
3	Две ответвительные ВЛ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114, Л-115) до ПС 110 кВ Комсомольская	2х16	2018	1316,98					1316,98
4	Сооружение ПС 110 кВ КС-4 с двумя ВЛ 110 кВ НПС-18 - КС-4	2х10 МВА 2х7 км	2018	543,81					543,81
5	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2019	206,70	264,40				471,10
6	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	2х0,3 км							

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Итого
				2018	2019	2020	2021	2022	
7	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020	14,23	233,74	239,13			487,10
8	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный ориентировочной протяженностью 0,1 км (2x0,05 км)	2x0,05 км							
Итого АО "ДРСК"				2081,72	498,14	239,13	0,00	0,00	2818,99
ПАО "ФСК ЕЭС"									
9	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №1 и №2 ориентировочной протяженностью 544 км (2x272 км)	2x272 км 100 Мвар	2018 2020	16155,07		352,24			16507,31
10	Строительство ПС 220 кВ Эльгауголь трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 150 Мвар (2xШПР-25 Мвар, 4xBСК-25 Мвар)	2x125 МВА 40 МВА 2xШПР-25 Мвар 4xBСК-25 Мвар	2018 2020 2022	1452,80		67,60		86,33	1606,73
11	Расширение ПС 220 кВ Майя	4 ячейки 35 кВ 6 ячеек 110 кВ	2018	370,00					370,00
12	Строительство ПС 220 кВ Томмот трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 100 Мвар (1xУШР-100 Мвар)	2x63 МВА 2x16 МВА УШР 100 Мвар	2018	1639,35					1639,35
13	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полюс на напряжение 220 кВ с сооружением заходов на ПС 220 кВ Сухой Лог (2 км)	2 км	2018	70,26					70,26
14	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 2	262 км	2018	7780,57					7780,57
15	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Мамакан №1, №2 ориентировочной протяженностью 2x169,9 км	2x169,9 км	2018	10179,28					10179,28
16	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА)	2x125 МВА	2018 2020	1440,27					1440,27
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 14 км (2x7 км), строительство ПП 220 кВ Амга	2x7 км	2019	630,00	113,21				743,21
18	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Томмот(№ 3) ориентировочной протяженностью 337 км	337 км	2019	5635,67	3671,78				9307,45
19	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2x40 МВА	2019	241,52	53,41				294,93
20	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2x40 МВА	2019	203,80	61,20				265,00
21	Реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 16 МВА (увеличение	2x16 МВА	2019	47,00	36,03				83,03

№ п/г	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Итого
				2018	2019	2020	2021	2022	
	трансформаторной мощности на 12 МВА)								
22	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяжённостью 17,6 км (2х8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	2х8,8 км	2020	82,80	710,72	169,30			962,82
Итого ЦАО "ФСК ЕЭС"				45928,39	4646,35	589,14	0,00	86,33	51250,21
АО "ДВЭУК"									
23	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА, замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2018	478,40					478,40
24	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй-Сухой Лог №1, №2)	2 ячейки 220 кВ	2018	257,29					257,29
25	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олёкминск - КС-2	2х10 МВА 2х24,6 км	2019		1247,89				1247,89
26	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2020						
27	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 - НПС-13 ориентировочной протяжённостью 2х6,2 км	2х6,2 км	2020	452,87	754,79	309,12			1516,78
Итого АО "ДВЭУК"				1188,56	2002,68	309,12	0,00	0,00	3500,36
АО "РНГ"									
28	Газопоршневая электростанция АО "РНГ" на 12,4 МВт	12,4 МВт 2х24,6 км	2020			946,91			946,91
Итого АО "РНГ"				0,00	0,00	946,91	0,00	0,00	946,91
АО "Горно-обогатительный комплекс "Денисовский"									
29	Реконструкция ПС 110 кВ Дежневская с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью не менее 25 МВА каждый	2х25	2019		82,14				82,14
Итого АО "Горно-обогатительный комплекс "Денисовский"				0,00	82,14	0,00	0,00	0,00	82,14
ОАО ГМК "Тимир"									
30	ПС 110 Тимир (Таежный ГОК) с ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	16 МВА 6,176 км	2018	389,81					389,81
Итого ОАО ГМК "Тимир"				389,81	0,00	0,00	0,00	0,00	389,81
ИТОГО по Республике Саха (Якутия)				50030,30	7229,31	2084,30	0,00	86,33	59430,24

Таблица 4.9.2 – Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с мероприятиями, формируемыми на основании перечня «узких мест»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					Итого
				2018	2019	2020	2021	2022	
ПАО "Якутскэнерго"									
1	Установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) с действием на отключение нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона		2018	4,72					4,72
2	Модернизация ДЗШ СШ 220 кВ Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2		2018-2025						0,00
3	Установка выключателя 220 кВ на ПС 220 кВ Айхал для одновременной фиксации ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л 208) на 1СШ-220 и 2СШ-220 указанной ПС		2018-2025						0,00
Итого ПАО "Якутскэнерго"				4,72	0,00	0,00	0,00	0,00	4,72
МИЗО РС(Я)									
4	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар		2018-2022	0,66					0,66
Итого МИЗО РС(Я)				0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66
АО "ДВЭУК"									
5	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Сунтар - Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба	2х155 км 2х63 МВА	2018-2022					6582,41	6582,41
Итого АО "ДВЭУК"				0,00	0,00	0,00	0,00	6582,41	6582,41
АО "Вилюйская ГЭС-3"									
6	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС.		2018	645,7					645,70
7	Замена трансформаторов тока (ТТ) ВЛ 220 Районная – Городская (Л-231, Л-232) со стороны ПС 220 кВ Районная на трансформаторы тока с током первичной обмотки не менее 600 А		2018	27,68					27,68
Итого АО "Вилюйская ГЭС-3"				673,38	0,00	0,00	0,00	0,00	673,38
ИТОГО по Республике Саха (Якутия)				678,76	0,00	0,00	0,00	6582,41	7261,17

1-Сроком реализации определен 2018 год в связи с тем, что узкие места – это энергоузлы, недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в которых определено при текущих расчетных условиях, и реализация мероприятий по недопущению выхода параметров из области допустимых значений необходима уже сейчас. Фактический срок реализации может отличаться от требуемого в связи с необходимостью проведения проектных работ.

Таблица 4.9.3 – Объемы инвестиций в сооружение объектов электросетевого хозяйства в соответствии с перечнем мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					Итого
				2018	2019	2020	2021	2022	
ПАО "Якутскэнерго"									
1	Проектирование и установка устройств противоаварийной автоматики с функцией отключения нагрузки (ОН) на ПС 220 кВ Айхал	АОСН	2018						0,000

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
23	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205))	ВЧ	2019-2025						0,000
24	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207))	ВЧ	2019-2025						0,000
25	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМПП	2020-2025						0,000
26	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС КВГЭС – Районная)	ПРД/ПРМ	2020-2025						0,000
27	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201))	ПРД/ПРМ	2020-2025						0,000
28	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя - Табага 1 цепь)	АОПО	2020			2,562			2,562
29	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя - Табага 2 цепь)	АОПО	2020			2,562			2,562
Итого ПАО "Якутскэнерго"				2,16	25,89	43,62	35,55	16,81	124,04
МИЗО РС(Я)									
30	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2019		2,562				2,562
31	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АПВ УС	2019		0,057				0,057
32	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Районная-Сунтар)	АПВ УС	2019		0,057				0,057
33	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2019		4,168				4,168
34	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРД	2019		2,451				2,451
35	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2019		9,860				9,860
36	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2019		9,860				9,860
37	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
38	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
39	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Сунтар)	УТМ	2020			4,970			4,970
Итого МИЗО РС(Я)				0,00	29,02	12,88	0,00	0,00	41,89
АО "ДВЭУК"									
40	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	-	2018	13,84					13,840
41	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	-	2018	13,84					13,840
42	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2018	13,84					13,840

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
43	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242)	-	2018	13,84					13,840
44	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243, Л-244))	АРПМ	2018	3,953					3,953
45	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245) и ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АРПМ	2018	3,953					3,953
46	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243))	АЛАР	2018	2,562					2,562
47	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244))	АЛАР	2018	2,562					2,562
48	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2018	2,562					2,562
49	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск (Л-242))	АЛАР	2018	2,562					2,562
50	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ПРД/ПРМ	2018	4,168					4,168
51	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2018	4,168					4,168
52	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ВЧ	2018	9,86					9,86
53	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2018	9,86					9,86
54	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245)	-	2018	13,84					13,840
55	Замена ТТ с первичным током не менее 600 А ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246)	-	2018	13,84					13,840
56	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-13 (Л-245))	АЛАР	2018	2,562					2,562
57	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	АПВ УС	2018	0,057					0,057
58	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	АПВ УС	2018	0,057					0,057
59	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ПРД/ПРМ	2018	4,168					4,168
60	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРД/ПРМ	2018	4,168					4,168
61	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ВЧ	2018	9,86					9,860
62	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2018	9,86					9,860

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
63	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	АПВ УС	2018	0,057					0,057
64	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	АПВ УС	2018	0,057					0,057
65	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРМ	2018	2,64					2,640
66	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ПРД	2018	2,45					2,450
67	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ВЧ	2018	9,86					9,860
68	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ	2018	9,86					9,860
69	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ПРМ	2018	2,64					2,640
70	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРД	2018	2,46					2,460
71	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 (Л-246))	ВЧ	2018	9,86					9,860
72	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ВЧ	2018	9,86					9,860
73	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
74	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
75	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Олёкминск)	УТМ	2020			4,970			4,970
76	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13 (Л-245))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
77	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020			3,953			3,953
78	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-13)	УТМ	2020			4,970			4,970
79	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
80	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
81	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
82	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
83	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ПРМ	2020			2,640			2,640
84	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ПРМ	2020			2,450			2,450

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
85	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ	2020			9,860			9,860
86	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ВЧ	2020			9,860			9,860
87	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Городская)	УТМ	2020			4,970			4,970
88	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ФОЛ	2020			3,953			3,953
89	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
90	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
91	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ДМ	2020			0,057			0,057
92	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-247))	ПРД	2020			2,460			2,460
93	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 (Л-248))	ВЧ	2020			9,860			9,860
94	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-12)	УТМ	2020			4,970			4,970
95	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020			3,953			3,953
96	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ФОЛ	2020			3,953			3,953
97	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ПРД/ПРМ	2020			4,168			4,168
98	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ПРД	2020			2,451			2,451
99	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ВЧ	2020			9,860			9,860
100	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ВЧ	2020			9,860			9,860
101	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ КС-1)	УТМ	2020			4,970			4,970
Итого АО "ДВЭУК"				209,73	0,00	139,77	0,00	0,00	349,491
АО "Вилуйская ГЭС-3"									
102	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201)	-	2019		13,84				13,840
103	Замена ТТ с первичным током не менее 1000 А ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-202)	-	2019		13,84				13,840
104	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ПРМ	2019		2,64				2,640
105	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ПРМ	2019		2,64				2,640
106	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ВЧ	2019		9,86				9,860

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
107	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ВЧ	2019		9,86				9,860
108	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ПС 220 кВ Районная)	АПНУ	2020			7,906			7,906
109	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
110	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
111	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ФОЛ	2020			3,953			3,953
112	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241))	ДМ	2020			0,057			0,057
113	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ПРМ	2020			2,640			2,640
114	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-232))	ВЧ	2020			9,860			9,860
115	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС КВГЭС – Районная)	ПРД/ПРМ	2020			4,168			4,168
116	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная с отпайкой на ПС Чернышевская (Л-201))	ПРД/ПРМ	2020			4,168			4,168
117	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Районная)	УТМ	2020			4,970			4,970
118	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Светлинская ГЭС)	АЧВР	2020			0,723			0,723
Итого АО "Вилюйская ГЭС-3"				0,00	52,68	46,35	0,00	0,00	99,031
АО "Якутская ГРЭС-2"									
119	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Якутская ГРЭС Новая)	УОГ	2020			0,723			0,723
120	Система мониторинга переходных процессов (Якутская ГРЭС Новая)	СМПР	2020			0,057			0,057
Итого АО "Якутская ГРЭС-2"				0,000	0,000	0,780	0,000	0,000	0,780
ПАО "ФСК ЕЭС"									
121	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на НПС-16)	АЛАР	2020			2,562			2,562
122	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-16)	АЛАР	2020			2,562			2,562
123	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №1)	АЛАР	2020			2,562			2,562
124	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Майя №2)	АЛАР	2020			2,562			2,562
125	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот –	АЛАР	2020			2,562			2,562

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Срок выполнения работ ¹	Инвестиции, млн руб					
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого
	Маяя №1)								
126	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Томмот – Маяя №2)	АЛАР	2020			2,562			2,562
127	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2020			0,057			0,057
Итого ПАО "ФСК ЕЭС"				0,00	0,00	15,429	0,00	0,00	15,43
АО "ДГК" Нерюнгринская ГРЭС									
128	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында №1)	АЛАР	2020			2,562			2,562
129	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный)	АЛАР	2020			2,562			2,562
130	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2020			0,057			0,057
Итого АО "ДГК" Нерюнгринская ГРЭС				0,000	0,000	5,181	0,000	0,000	5,181
ИТОГО по Республике Саха (Якутия)				211,89	107,59	264,01	35,55	16,81	635,84

1-В соответствии с п. 6.9, утвержденным заместителем Председателя Правительства РФ А.В. Дворковичем 26.10.2017 Планом мероприятий (дорожной картой) по обеспечению синхронизации работы отдельных энергорайонов РС(Я) с ЕЭС России согласованием АО «СО ЕЭС» 1,2 этапов ТЭО РЗА подтверждается необходимость реализации указанных в ТЭО мероприятий в сроки, определенные ТЭО РЗА

Таблица 4.9.4 – Объемы инвестиций в сооружение объектов 35 кВ и выше электросетевого хозяйства в соответствии с перечнем мероприятий, предусмотренных инвестиционными проектами

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
ПАО "Якутскэнерго"										
Объекты 35 кВ										
1	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Сунтар-2, (монтаж ячейки 35 кВ, воздушной линии 35 кВ - 0,06 км)	1 ячейка 35 кВ 0,06 км	2019		20,98				20,98	Физический и моральный износ оборудования. Акт обследования технического состояния от 12.06.2016. Приложение 4.8
2	Реконструкция перехода линии - 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки)	1,2 км	2019		23,50				23,50	Замена временного перехода через реку Томпо в пролете между опорами № 241 и № 243 на переход по постоянной схеме. Акты технического освидетельствования ОАО АК "Якутскэнерго": № 34 от 16.10.2004; № 122 от 05.08.2009; № 40 от 22.05.2010. Приложение 4.9
3	Разработка проектной документации и строительство подстанции 35/6 кВ "Сунтар-3" с воздушной линией-35 кВ	32 МВА 10,6 км	2020			144,69			144,69	Улучшение существующей схемы, увеличение мощности, снижение потерь, повышение надежности, приведение к требованиям НТД, увеличение

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
										ропускной способности. Для разгрузки существующей ПС 35/6 кВ Сунтар-2 и питания новых потребителей. Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016. Приложение 4.10
4	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформатора)	1 МВА	2020	3,48	21,74	31,81			57,03	Программа замены силовых трансформаторов ЦЭС на период 2012-2020 гг. (Истечение срока службы и неудовлетворительное состояние, не возможность обеспечения качественной и надежной электроэнергией потребителей и золотодобывающих предприятий п. Бриндакит Усть-Майского улуса.). Акт об оценке технического состояния от 16.01.2017. Приложение 4.11
5	Разработка проектной документации и строительство подстанции 35/10 кВ Южная Нюя с воздушной линией 10 кВ (1,6 МВА; 2,0 км)	1,6 МВА 2 км	2020			92,26			92,26	Увеличение мощности, снижение потерь, обеспечение бесперебойности, приведение к требованиям НТД, увеличение пропускной способности. Протокол №4 технического совещания по вопросу строительства ПС 35/10 кВ "Южная Нюя". Приложение 4.12
6	Реконструкция подстанции 35/10 кВ "Усунь-Кель" (замена трансформатора)	1 МВА	2021				15,34		15,34	Программа замены силовых трансформаторов ЦЭС на период 2012-2020 гг. (Истечение срока службы и неудовлетворительное состояние, не возможность обеспечения качественной и надежной электроэнергией потребителей). Акт о результатах проверки технического состояния оборудования ПС 35/10 кВ "Усунь-Кель" от 15.09.2014. Приложение 4.13

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
7	Реконструкция комплектной трансформаторной подстанции блочной-6300 кВА-35/6 кВ в п. Хандыга	6,3 МВА	2021				35,92		35,92	Инвестиционным проектом осуществляются мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, предусмотренные утвержденной программой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и обеспечивающие достижение утвержденных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Акт об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 4.14
Итого по 35 кВ				3,48	66,22	268,76	51,26	0,00	389,72	
Объекты 110 кВ										
8	Реконструкция перехода воздушной линии-110 кВ Л-118 «Хандыга-Джебарики-Хая» через р. Тыры (1,27 км)	1,27 км	2018	16,06					16,06	Повышение надежности и бесперебойности электроснабжения п. Крест-Халджай Томпонского улуса. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 4.15
9	Реконструкция подстанции 110/10 кв Мурья (ОРУ 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой) (6,30 МВА)	6,3 МВА	2018	37,92					37,92	Обновление электрической сети, мероприятия направленные на снижение эксплуатационных затрат оказания услуг в сфере электроэнергетики. Акт технического состояния электрооборудования ПС 110/35/10 кВ "Мурья" от 23.09.2013 Приложение 4.16
10	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Нижний Бестях (в объеме замены токоограничивающего реактора на 35 кВ)	-	2018	18,39					18,39	Физический износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 4.17
11	Реконструкция ПС 110/6 кВ Восточная ЗРУ 6 кВ (монтаж 2-х шкафов КРУ)		2018	1,45					1,45	Обновление электрической сети, мероприятия направленные на снижение эксплуатационных затрат оказания услуг в сфере электроэнергетики. Акт осмотра от 06.07.2016 Приложение 4.18

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЛО-165 (1,16 км) с выносом за пределы пос. Алмазный (демонтаж 110 кВ - 1,16 км)	1,16 км	2018						0,00	Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 4.19
13	Реконструкция с заменой трансформатора на подстанции 110/35/6 кВ Бердигестях (10 МВА)	10 МВА	2019		19,81				19,81	Физический и моральный износ оборудования. Акт № 1 технического освидетельствования от 14.09.2012. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 4.20
14	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ "Тойбохой", 2 этап (замена оборудования открытого распределительного устройства 35 кВ)		2020			77,13			77,13	Физический и моральный износ оборудования. Акт технического состояния электрооборудования ПС Тойбохой Приложение 4.21
15	Строительство ПС 110/10 кВ "Марха" (32 МВА)	32 МВА	2020			329,84			329,84	Технические условия для присоединения к электрическим сетям ПАО "Якутскэнерго" (приложение № 1 к договору № 1704 от 01.08.2017, приложение № 1 к договору № 1498 от 20.12.2016). Служебная записка № 215/2186, Анализ по заключенным договорам ТП по ПС Марха. Приложение 4.22
16	Реконструкция маслонаполненных вводов ГБМЛП-100 на высоковольтные вводы типа ГКЛП на Якутской ГРЭС (замена 7 компл.)		2020		5,18	5,12			10,30	Моральный износ оборудования. Акт технического освидетельствования маслонаполненных вводов № 1214 от 04.08.2015 г. Приложение 4.23
17	Реконструкция масляных выключателей ММО и НЛД на элегазовые ВГГ-110 на Якутской ГРЭС (замена 9 шт.)		2021		7,77	8,14	17,42		33,33	Физический и моральный износ оборудования. Акт-заключение № 2 по результатам технического освидетельствования электрооборудования от 27.08.2015. Приложение 4.24
18	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Табага (Замена выключателей ВМТ на вакуумные) (8 шт.)	8 шт	2022					35,46	35,46	Физический и моральный износ оборудования. Акт осмотра от 06.06.2016. Приложение 4.25
19	Реконструкция воздушной линии-110 кВ Л-120 "Эльдикан-Солнечный"(40,8 км)// Усть-Майский район РС(Я)	40,8 км	2023						0,00	Физический и моральный износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 4.26
Итого по 110 кВ				73,82	32,76	420,23	17,42	35,46	579,69	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2018	2019	2020	2021	2022		Итого
Объекты 220 кВ										
20	Реконструкция подстанции 220/6 кВ "Фабрика-3" (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (замена трансформатора 16 МВА, строительство воздушной линии 110 кВ - 5,12 км)	5,12 км	2020			39,81			39,81	Физический и моральный износ оборудования. Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013. Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013. Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 4.27
21	Реконструкция ПС 220/110/10 кВ Мирный, 1-й этап (замена фундаментов сооружений ОРУ 220 кВ, замена оборудования ОРУ 220 кВ)		2021				240,98		240,98	Физический и моральный износ оборудования. Акт обследования технического состояния от 07.08.2013. Приложение 4.28
22	Мероприятия по групповому регулированию реактивной мощности (УШР и БСК) Л-203, Л-204, Л-205, Л-206, Л-207, Л-208		2023						0,00	Необходимость устойчивого, бесперебойного энергоснабжения потребителей Западного энергорайона Республики Саха (Якутия), в том числе потребителей 1 категории алмазодобывающей отрасли, включение, как минимум, двух большой протяженности (354 км) параллельных ВЛ-220 кВ при малых нагрузках в летний период и как следствие повышение уровней напряжения до предельно допустимых значений на шинах ПС 220 кВ; при максимальных нагрузках в зимний период, наоборот, снижение уровней напряжения до минимальных предельно допустимых значений на шинах ПС 220 кВ. Приказ ПАО "Якутскэнерго" от 16.11.2016 № 1307 "Об утверждении проекта "Мероприятия по групповому регулированию реактивной мощности Л-203, Л-204, Л-205,

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
										Л-206, Л-207, Л-208" Приложение 4.29
23	Реконструкция ВЛ 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный, 4-й этап (99,3 км)	99,3 км	2023	781,17					781,17	Физический и моральный износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 4.30
Итого по 220 кВ				781,17	0,00	39,81	240,98	0,00	1061,96	
Итого ПАО "Якутскэнерго"				858,47	98,98	728,80	309,66	35,46	2031,37	
АО "ДРСК"										
24	Реконструкция ВЛ 35 кВ Томмот – Алексеевск и ВЛ 35 кВ Томмот – Н.Якокитская, в том числе ПИР (ОАО «Золото Селигдара»)		2018	12,58					12,58	Исполнение обязательств по договорам на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям. Договор №2016/Ю 206 на технологическое присоединение к электрической сети от 20.04.2016. Приложение 4.31
25	Строительство ПС 35/10 кВ Промзона с трансформаторной мощностью 20 МВА	20 МВА	2019	139,61	107,05				246,66	Обеспечение энергоснабжением существующей инфраструктуры Томмотского энергоузла после ввода в эксплуатацию ПС 220 кВ Томмот, выполнение ТУ ПАО "ФСК ЕЭС". Снижение эксплуатационных затрат, снижение потерь. Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 4.32
26	Реконструкция ВЛ-35 кВ Алексеевск – Укулан (Л-18) в части захода на ПС Промзона, протяженность 0,184 км	0,184 км	2019		7,27				7,27	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 4.32
27	Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ в габарите 110 кВ ПС 220 кВ Томмот- ПС 35 кВ Промзона, протяженность 5,07км	5,07 км	2020			67,68			67,68	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
										превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 4.32
28	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ 24 км с установкой трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ - 2 шт., демонтажем силовых трансформаторов ТМТ-6300/110 - 2 шт., демонтажем оборудования и металлоконструкций ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и оборудования ПС 110/35/6 кВ ТДЭС	-	2021	0,64		30,59			31,23	Дата ввода ПС - 1967г. Износ оборудования составляет 100%. В связи с изменением конфигурации сети после ввода ПС 220 кВ Томмот и ухода от напряжения 110 кВ в заданном энергоузле, требуется реконструкция ПС 110 кВ с переводом в РП 35 кВ, демонтажем оборудования 10-110 кВ
29	Реконструкция ВЛ-35 кВ Промзона – Левобережная (Л-25) в двухцепную, протяженность 3,297 км	3,297 км	2021	0,03	0,03	0,03	54,29		54,38	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 4.32
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км, демонтажем участков ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/6 ТДЭС до опоры № 32 протяженностью 3,2 км и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км	0,05 км	2021	0,57		4,39			4,96	В связи с изменением конфигурации сети после ввода ПС 220 кВ Томмот предусматривается перевод нагрузки Томмотского энергоузла на ПС 220 кВ Томмот, демонтаж ПС 110 кВ ТДЭС, реконструкция ПС 110 кВ 24 км с переводом в РП 35 кВ, перевод ВЛ 110 кВ ТДЭС-24 км на напряжение 35 кВ
31	Реконструкция ВЛ 35 кВ Алексеевск - Укулан с установкой реклоузера 35 кВ	-	2021	0,15		4,31			4,46	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012. Приложение 4.32
32	Реконструкция ВЛ 35 кВ 24 км- Алексеевск с переустройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км и демонтажем ВЛ 35 кВ Алексеевск -ТДЭС протяженностью 1,2 км	0,05 км	2021	0,03		0,77			0,80	В связи с изменением конфигурации сети после ввода ПС 220 кВ Томмот предусматривается перевод нагрузки Томмотского энергоузла на ПС 220 кВ Томмот, демонтаж ПС 110 кВ ТДЭС, реконструкция ПС 110 кВ 24 км с переводом в РП 35 кВ, перевод ВЛ 110

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2018	2019	2020	2021	2022	Итого	
33	Реконструкция ПС 35/6 кВ МПС с заменой КРУН 6 кВ на 12 ячеек		2021				48,19		48,19	кВ ТДЭС-24 км на напряжении 35 кВ Физический и моральный износ оборудования. Акт №4 Обследование технического состояния объекта ПС 35 кВ МПС. Приложение к указанию от 16.06.2017 № 40 Приложение 4.33
34	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Алдан с заменой силовых трансформаторов 2*16 МВА на 2*25 МВА, заменой выключателей 110 кВ - 2 шт. и установкой дополнительного выключателя 110 кВ -1 шт., заменой выключателей 35 кВ - 3 шт., заменой КРУ-6 кВ на 2б ячеек	-	2023	7,00			13,55	211,91	232,46	Физический и моральный износ оборудования. Акт №5 Обследование технического состояния объекта ПС 110 кВ Алдан. Приложение к указанию от 16.06.2017 № 40 Приложение 4.34
35	Реконструкция ВЛ-110 кВ М.Нимныр-Б.Нимныр № 103, устройство заходов на ПС НПС-18, протяженность 2,9км	2,9 км	2023				0,87		0,87	Улучшение технико-экономических показателей существующей сети 110 кВ за счет оптимизации распределения нагрузок и режимов работы сети 110-220 кВ, повышение качества электроснабжения потребителей. Акт от 06.07.2016 № 1 По анализу и структуре потерь в сетях филиала Приложение 4.35
36	Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная - В.Куранах с заменой провода на аналогичное сечение и деревянных опор на металлические, монтажом грозотроса со встроенным оптическим кабелем, протяженность 14,7 км.	14,7 км	2024					7,61	7,61	Физический и моральный износ оборудования. Пояснительная записка по обоснованию инвестиционного проекта Приложение 4.36
Итого АО "ДРСК"				160,61	114,35	107,77	116,90	219,52	719,15	
АО "Виллойская ГЭС-3"										
37	Реконструкция ВЛ 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный, 3-й этап (33 км)	33 км	2019	510,49	854,51				1365,00	Физический и моральный износ оборудования. Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 4.30
Итого АО "Виллойская ГЭС-3"				510,49	854,51	0,00	0,00	0,00	1365,00	
ИТОГО по Республике Саха (Якутия)				1529,57	1067,84	836,57	426,56	254,98	4115,52	

4.10 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований

Схема теплоснабжения объекта, согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении», это документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27.07.2010 (в ред. от 01.05.2016) № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения. Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

По состоянию на 25 февраля 2018 г. схемы теплоснабжений городских округов и поселений муниципальных образований Республики Саха (Якутия) разработаны и утверждены.

Наиболее крупной системой теплоснабжения республики, по которой разработана схема теплоснабжения, является схема теплоснабжения г. Якутска. С учетом строительства объектов Якутской ГРЭС-2 и продолжения эксплуатации существующих источников теплоснабжения котельных МУП «Теплоэнергия», АО «ДСК», группы компаний ООО «Прометей», МУП «ЖКХ Тулагино» основная часть мероприятий в схеме теплоснабжения направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем строительства ЦТП с ликвидацией убыточных котельных.

Схемой теплоснабжения городского округа «город Якутск» до 2032 года, утвержденной постановлением окружной администрации города Якутска от 03.03.2014 № 34п (в ред. от 14.04.2017 № 102п), учитывается по базовому варианту:

- строительство ЯГРЭС-2, 2016-2017 гг.;
- строительство ПВК на ЯГРЭС-1, 2018 г.;
- реконструкция котельной «Лермонтова 200» и строительство соединительных сетей в период с 2017 по 2022 гг.;
- реконструкция котельной «Покровский тракт, 4 км» с закрытием 3-х котельных и строительством соединительных сетей, 2019-2022 гг.;
- реконструкция котельной «Чернышевского, 60» с закрытием 1-й котельной и строительством соединительных сетей, 2016-2019 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «ДЭУ», 2018-2020 гг.;
- строительство соединительных сетей тепловодоснабжения с ЦТП Северная до котельной Заречная, 2017 г.;
- строительство блочно-модульной котельной «Холбос», 2017-2018 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «Школа-интернат», 2020-2021 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной «Абырал», 2017 г.;
- строительство котельной «Деткомбинат», 2018-2019 гг.;
- строительство блочно-модульной котельной КРС, 2017 г.;
- реконструкция котельной «Центральная» с. Тулагино, 2016-2017 гг.;
- реконструкция котельной «Радиостанция», 2016-2018 гг.

С учетом строительства Якутской ГРЭС-2 и продолжения эксплуатации существующих источников теплоснабжения основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидацией убыточных котельных с целью рационального использования свободных мощностей существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

Осуществляется мониторинг схем для приведения и корректировок схем теплоснабжений в соответствии федеральным законодательством. Проводится работа по актуализации схем теплоснабжения разработанных в 2014-2015 годах в соответствии с данными генпланов и планов территориального развития.

4.11 Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия)

Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии в республике в рассматриваемый период производство тепла возрастет с 14,3 млн Гкал в 2016 г. до 16,0 млн Гкал в 2022 г. Увеличение производства тепловой энергии в 2022 г. составит 11,1% по сравнению с уровнем 2016 г. Уровень потерь тепловой энергии при этом незначительно вырастет с 21,1% в 2016 г. до 21,5% в 2022 г., что свидетельствует о необходимости энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2022 г. по типам источников приведена в таблице 4.11.1.

Таблица 4.11.1 – Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	14,36	14,04	14,07	14,34	14,91	15,43	16,00
электростанции	4,51	4,32	4,72	5,01	5,46	5,62	5,73
котельные	9,36	9,20	8,83	8,81	8,92	9,28	9,74
электробойлерные	0,41	0,45	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
ТУУ и прочие	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Источник: данные компаний – см. приложение к разделу 4.11; оценки авторов.

За рассматриваемый период в структуре производства тепловой энергии в республике предполагаются некоторые изменения. Производство тепла электростанциями региона в рассматриваемой перспективе увеличится на 28,9%, при этом доля тепловой энергии, производимой путем когенерации, увеличится с 31,6% в 2016 г. до 38,8% в 2022 г. Динамика производства тепла котельными в перспективе различна: в середине периода наблюдается некоторое сокращение объемов производства, в дальнейшем – увеличение до уровня 2016 г.

При этом доля производства тепловой энергии котельными незначительно увеличится с 65,5% в 2016 г. до 65,9% в 2022 г. Объемы производства тепловой

энергии за рассматриваемый период практически не изменятся, при этом доли электробойлерных, теплоутилизационных установок и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 3,1% и 0,5% соответственно.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2022 г. представлена на рисунке 4.11.1.

Для рассмотрения предложений по модернизации крупных систем теплоснабжения муниципальных образований республики в таблице 4.11.2 представлен более детальный прогноз на период до 2022 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

Основным мероприятием по модернизации системы централизованного теплоснабжения г. Якутска является вывод мощностей на Якутской ГРЭС, ввод в эксплуатацию Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной новой станции, суммарной установленной мощностью 469 Гкал/ч. По варианту Правительства РС(Я) предполагается вывод мощностей Якутской ГРЭС начать в 2018 г., в итоге к концу рассматриваемого периода установленная тепловая мощность станции составит 361 Гкал/ч.

Кроме того в 2018 г. предполагается закрытие котельной 106 кв., установленная тепловая мощность которой 60 Гкал/ч. Ввод в эксплуатацию первой очереди Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной на площадке Якутской ГРЭС планируется в 2019 г., что позволит покрыть возможный дефицит мощности в связи с закрытием теплоисточников. Кроме того переключение тепловой нагрузки потребителей потребует значительной перестройки и модернизации тепловых сетей, основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений, путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидации убыточных котельных, с целью рационального использования свободных мощностей существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

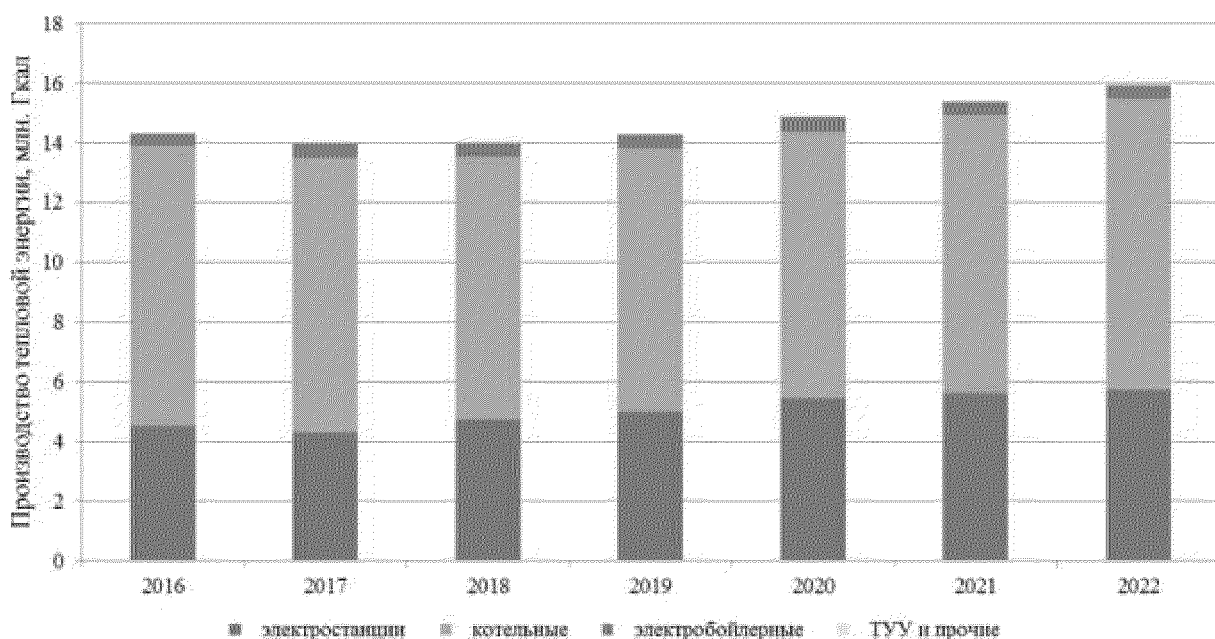


Рисунок 4.11.1 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2022 г.

Таблица 4.11.2 – Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4514	4316,6	4719,6	5008,4	5458,5	5624,8	5733,2
в том числе:							
ПАО "Якутскэнерго"	2335,6	2284,3	2531,4	2820,2	3270,3	3436,6	3545,0
ЯТЭЦ	915,8	951,1	925,1	968,2	1048,3	1064,6	1068,0
ЯГРЭС	1419,8	1240,4	1040,8	1103,0	1303,0	1383	1488,0
Якутская ГРЭС Новая	0	92,8	565,5	749,0	919,0	989,0	989,0
АО "Сахаэнерго"	63,2	57,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
ОАО "ДГК"	2115,2	1975,0	2125,8	2125,8	2125,8	2125,8	2125,8
Нерюнгринская ГРЭС	1800,2	1696,6	1820,6	1820,6	1820,6	1820,6	1820,6
Чульманская ТЭЦ	315	278,4	305,3	305,3	305,3	305,3	305,3

Источник: данные компаний, оценка авторов.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. В таблице 4.11.3 и 4.11.4 представлены вводы и выходы тепловой мощности на энергоисточниках республики в период до 2022 г. по вариантам СО ЕЭС и Правительства РС(Я).

Таблица 4.11.3 – Ввод/вывод тепловой мощности на энергоисточниках республики, вариант СО ЕЭС

Показатель	Год				
	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод/вывод тепловой мощности, всего, Гкал/ч	-60	300			
Электростанции					
ЯГРЭС					
Котельные					
Котельная 106 кв.	-60				
ПВК Якутской ГРЭС-1		300			

Таблица 4.11.4 – Ввод/вывод тепловой мощности на энергоисточниках республики, вариант Правительства РС(Я)

Показатель	Год				
	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод/вывод тепловой мощности, всего, Гкал/ч	-160	213			
Электростанции					
ЯГРЭС	-100	-87			
Котельные					
Котельная 106 кв.	-60				
ПВК Якутской ГРЭС-1		300			

4.12. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в Республике в 2016 г. составила 4,04 тыс. км, причем 81,9% из них распределительные сети диаметром до 200 мм. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2016 г. не превысил 17%, в действительности фактический уровень износа значительно выше.

Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей (свыше 40%) принадлежит ГУП «ЖКХ РС (Я)» при этом износ тепловых сетей предприятия превышает 50%.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 4.12.1.

Таблица 4.12.1 – Протяженность тепловых сетей (состояние 2016 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км		
	Всего	из них:	
		магистральные	внутриквартальные
ПАО «Якутскэнерго»	429,7	205,1	224,6
АО «Сахаэнерго»	22,4	6,6	15,7
ОАО «ДГК»	252,2	140,0	112,2
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	1698,5	141,7	1556,8
АО «Теплоэнергосервис»	485,5	36,3	449,2
МУП «Теплоэнергия»	266,0	75,7	190,4
АК «АЛРОСА» (ПАО)	150,7	20,6	130,2
ООО ПТВС	544,9	94,3	450,6
ООО Ленское ПТЭС	198,0	32,5	165,5
АО «ДСК»	14,0	4,4	9,6
Прочие ведомства	126,8	11,7	130,7
Всего (данные ГКС)	4038	748,3	3305,3

Источник: данные предприятий (приложения к разделу 2)

Прокладка тепловых трасс во многих районах Республики надземная, тепловая изоляция трубопроводов выполнена минватой, теплоизоляционными полотнами ПСХТ. Изоляция на некоторых участках находится в неудовлетворительном состоянии, что приводит к дополнительным тепловым потерям в сетях. Деревянные короба, в которые уложены некоторые трубопроводы с изоляцией из древесной стружки, подвергаются воздействию атмосферных осадков, что является негативным фактором.

Все это свидетельствует о том, что теплосетевое хозяйство Республики требует особого внимания и значительных капиталовложений в модернизацию существующих тепловых сетей и в строительство новых теплотрасс от новых источников теплоснабжения.

Объемы перекладки тепловых сетей, необходимые для поддержания нормального их функционирования представлены в таблице 4.12.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2022 г. составит порядка 1%, однако данные приведены без учета их строительства для новых источниках теплоснабжения промышленных предприятий. В связи с отсутствием достоверной информации о размещении источников теплоснабжения на промплощадках остается невозможным оценить примерную протяженность тепловых сетей. По предоставленной информации компаниями собственниками тепловых сетей (ПАО

«Якутскэнерго, АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС (Я)», МУП «Теплоэнергия», ООО Ленское ПТЭС и др.) в период с 2016 по 2022 гг. строительство новых тепловых сетей составит 26,9 км, модернизация существующих тепловых сетей – 70,7 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа возрастет до 22,9 %.

Таблица 4.12.2 – Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Протяженность тепловых сетей, км, всего	4038	4033,8	4030,4	4036,5	4040,8	4037,2	4040,7
Строительство новых тепловых сетей, км	0,79	1,64	9,07	7,31	0,37	3,47	4,34
в том числе:							
ПАО «Якутскэнерго»	0,79	0,88	2,8	0,57	0,37	3,47	2,61
ГУП «ЖКХ РС(Я)»		41,96	11,9				
МУП «Теплоэнергия»		1,027	2,4	1,07	0,02		6,2
ООО Ленское ПТЭС		0,87					
ООО Таас-Юрях Нефтегазодобыча		5,8	5,2	2,8			
АО «Теплоэнергосервис»		0,76	6,27	6,74			1,73
Модернизация существующих тепловых сетей, км		35	26,07				9,67
в том числе:							
МУП «Теплоэнергия»		1,4	1,23				9,67
ГУП «ЖКХ РС (Я)»		33,6	24,84				
ООО Ленское ПТЭС		5,95					
Износ тепловых сетей, %	17,0	19,5	18,2	17,6	20,3	22,5	22,9

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2)

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

4.13 Рекомендации по выполнению дополнительных исследований, проектных работ в части перспективного развития электроэнергетики республики

В настоящем разделе рассмотрены проблемные вопросы в развитии электрических сетей 110 кВ и выше, балансовой ситуации по электрической мощности и электрической энергии. Для решения проблемных вопросов необходимо выполнение дополнительных, детальных обосновывающих работы и реализация выполненных.

Присоединение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ ЕНЭС России

В настоящее время Талаканская ГТЭС используется на покрытие собственных нужд Талаканского НГКМ и электроснабжение потребителей НПС-10. Фактически максимум нагрузок составляет 81,9 МВт, соответственно, избыток 53,1 МВт. Неиспользуемый избыток мощности Талаканской ГТЭС в 2022 г. составит 48,9 МВт.

Баланс мощности Талаканской ГТЭС на 2017-2022 годы приведен в таблице 4.13.1.

Таблица 4.13.1 – Балансы мощности Талаканского НГКМ, МВт

Республика Саха (Якутия)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Талаканская ГТЭС*	135	135	135	135	135	135
Потребность (собственный максимум), в т.ч.:	81,9	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1
Талаканское НГКМ**	59,2	64,5	63,5	63,5	63,5	63,5
Сторонние потребители	22,7	21,6	22,6	22,6	22,6	22,6
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	53,1	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9

* - с учетом нагрузки собственных нужд станции;

** - без учета прочих генерирующих мощностей Талаканского НГКМ.

Для подключения Талаканской ГТЭС необходимо строительство ПС 220/110 кВ (рекомендуемое наименование ПС 220 кВ Талаканская) в районе ГТЭС с присоединением отпайками протяженностью 1-2 км к ВЛ 220 кВ НПС-9 – Пеледуй.

На ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Талаканская выполнить заход обеих цепей ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – НПС-10.

Предполагаемая схема подключения Талаканской ГТЭС к сетям ЕНЭС РФ приведена на рисунке 4.13.1.

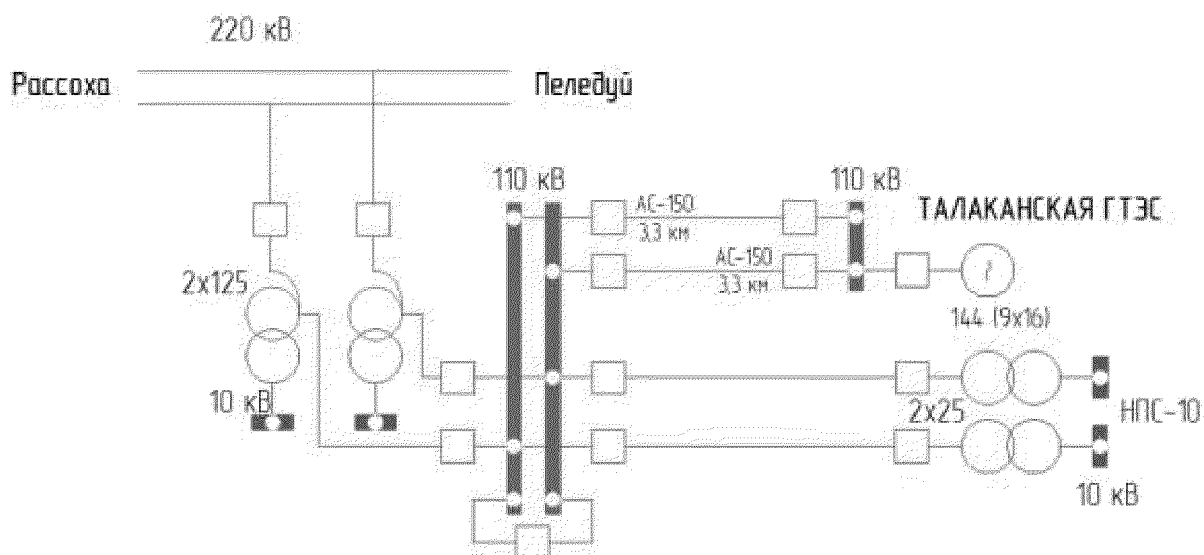


Рисунок 4.13.1 – Схема подключения Талаканской ГТЭС

Для обоснования целесообразности и эффективности присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям необходима разработка технико-экономического обоснования строительства ПС 220 кВ Талаканская с детальной проработкой схем подключения с учетом тарифных составляющих и режимных условий.

Развитие сетей 110-220 кВ в направлении Майя – Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Джебарики-Хая, Солнечный осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 600 км, при нормативе не более 150 км при двухстороннем питании. К указанным ВЛ подключено 9 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным. Питание подстанций 110 кВ по тупиковым одноцепным ВЛ 110 кВ не допускается в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга протяженностью около 350 км и ПС 220 кВ Хандыга мощностью 2x63 МВА с вводом в 2021 г. На настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга, исключено из утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2016-2022 годы и не предусмотрено в Проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017–2023 годы (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ).

Кроме того участок ВЛ 220 кВ является стратегически важным начальным звеном для объединения Якутской и Магаданской энергосистем и присоединения Магаданской энергосистемы на параллельную работу с ЕЭС России.

На основании вышеперечисленного, актуальным является выполнение предпроектной работы по схеме развития электрических сетей 110-220 кВ данного узла с учетом дальнейшей перспективы на 10 лет с рассмотрением

целесообразности соединения Якутской и Магаданской энергосистем, имеющей две ГЭС со значительными холостыми сбросами в связи с отсутствия потребителей.

***Развитие электрической сети 110-220 кВ в узле Сунтар – Нюрба –
Вилуйск – Якутск***

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Вилуйск осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 400 км. К указанным ВЛ подключено 7 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным, что подтверждено результатами расчетов электрических режимов.

Для обеспечения надежного электроснабжения указанного энергоузла в утвержденной приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба протяженностью около 160 км и ПС 220 кВ Нюрба мощностью 2х63 МВА с вводом в 2017 г. На настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба, исключено из утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы и не предусмотрено в Проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018–2024 годы (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ). Проектирование ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба с ПС 220 кВ Нюрба выполнено ООО «Премьер-Энерго» в 2012 году, имеется положительное заключение государственной экспертизы.

Учитывая, что строительство одноцепных ВЛ 220 кВ Сунтар – Нюрба и ПС 220 кВ Сунтар – Нюрба необходимо для надежного электроснабжения существующих потребителей и осуществления подключения перспективных потребителей рекомендуется добавить данный объект в СиПР ЕЭС России со сроком ввода в 2022 году.

Кроме неудовлетворительной надежности электроснабжения потребителей указанного района в аналогичном положении находятся потребители ПС 110 кВ Магарассы, ПС 110 кВ Бердигестях ЦЭР. Учитывая перспективную привлекательность соединения по ВЛ 220-110 кВ ЗЭР и ЦЭР по Северному направлению Сунтар – Нюрба – Вилуйск – Бердигестях – Якутск, в том числе для решения социальных задач, требуется разработка комплексной программы развития электрических сетей 110-220 кВ Северной части Якутской энергосистемы для объединения ЗЭР и ЦЭР с перспективой на 10-15 лет. Кроме того в предлагаемой работе следует рассмотреть целесообразность сооружения малой электростанции на газе в районе Вилуйска. Эта электростанция является актуальной в связи с появляющимся дефицитом электроэнергии в ЗЭР к 2018 г с учетом расчетной маловодности.