УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

28 апреля 2022 года № 71-уг

Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2023 – 2027 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области,

П О С Т А Н О В Л Я Ю:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2023 – 2027 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2021 года № 128-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022 – 2026 годы».

3. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2023 года.

И.И. Кобзев

УТВЕРЖДЕНО
указом Губернатора Иркутской области
от 28 апреля 2022 года
№ 71-уг

Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2023-2027 годы

Оглавление

Введение **5**

1. Общая характеристика Иркутской области **6**

1.1. Краткая географическая характеристика 6

1.2. Численность населения 7

1.3. Перечень наиболее крупных населенных пунктов 8

1.4. Основные направления специализации Иркутской области 8

1.5. Промышленность региона 8

1.6. Строительство 9

1.7. Транспорт 10

1.8. Сфера обслуживания 10

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области за прошедший пятилетний период **11**

2.1. Характеристика энергосистемы. 11

2.2. Информация по генерирующим компаниям 11

2.3. Информация по электросетевым и сбытовым компаниям 13

2.4. Информация о децентрализованной зоне электроснабжения 15

2.5. Динамика и структура потребления электроэнергии в Иркутской области по основным группам потребителей за последние 5 лет 19

2.6. Перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет 22

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы 27

2.8. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей 28

2.9. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе 55

2.10. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем отчетном году 68

2.11. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт 69

2.12. Состав объектов генерации в изолированных и труднодоступных районах Иркутской области 70

2.13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности 79

2.14. Анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы 81

2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет 83

2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше 85

2.16.1. Существующие ЛЭП и подстанции электросетевого хозяйства Иркутской области 85

2.16.2. Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) 95

2.16.3. Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт 149

2.17. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция/демонтаж которых выполнены в 2021 гг., с приведением обоснований необходимости их ввода/реконструкции 161

2.18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области 204

2.19. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области 205

2.20. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет 211

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области **221**

3.1. Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения 221

3.2. Наличие ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей 221

3.3. Схемно-режимные ситуации, приводящие к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений 222

3.4. Энергоузлы с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения) 228

3.5. Необходимость (замены оборудования) на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности 229

1. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области **235**

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области 235

3.2. Прогнозы потребления электрической энергии и мощности 237

3.2.1. Анализ договоров на технологическое присоединение потребителей 237

3.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности Иркутской области на пятилетний период 278

3.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области 279

3.4. Анализ прогнозного баланса электрической энергии и мощности на пятилетний период 281

3.5. Перспективное развитие электроэнергетики Иркутской области на период до 2027 года по информации от территориально-сетевых организаций 282

3.6. Основные показатели электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период до 2027 года 325

3.7. Анализ прогнозного баланса тепловой энергии с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований 326

3.8. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период до 2027 гг. 330

3.9. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области 331

3.10. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области 337

3.11. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Иркутской области на 5-летний период 340

2. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Иркутской области **351**

3. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на период до 2027 года **353**

4. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Иркутской области на период до 2027 г. **402**

5. Особенности развития сетей Иркутской области **405**

5.1. Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива 405

5.2. Рассмотрение возможности присоединения к ЕЭС России децентрализованных населенных пунктов Иркутской области 407

5.3. Необходимость замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности 409

6. Перечень основных вводимых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, определенных по результатам расчетов электрических режимов **423**

7. Дополнительный вариант развития энергосистемы **470**

8. Заключение **480**

Приложение А. Перечень закрытых центров питания – исходные данные сетевых организаций **481**

Введение

Настоящая работа выполнена на основании государственного контракта № 10/2021 от 10.12.2021 с Областным Государственным Казенным Учреждением «Центр Энергоресурсосбережения».

Целью разработки СиПР 2023-2027 является разработка предложений по:

– развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;

– созданию эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Иркутской области;

– формированию стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;

– эффективному использованию энергетических ресурсов на территории Иркутской области.

Основными задачами разработки СиПР 2023-2027 являются:

– обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области;

– разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом демонтажей) на пятилетний период по годам;

– разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надёжного функционирования в долгосрочной перспективе;

– скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– обеспечение развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, определение направлений развития, оценка состояния;

– обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития генерирующих мощностей;

– обоснование направлений развития генерации, в том числе когенерации, включая в децентрализованной зоне (электроснабжение которых не осуществляется от энергосистемы);

– обеспечение баланса между производством и потреблением в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

– информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

1. Общая характеристика Иркутской области

Иркутская область является субъектом Российской Федерации (РФ) и входит в состав Сибирского Федерального округа РФ (СФО). Она расположена на юге Восточной Сибири, практически в центре Азиатского материка, на основных транспортных магистралях, соединяющих Европу с дальневосточными районами России и странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

На 01.01.2022 в состав Иркутской области входит городских округов – 10; муниципальных районов – 32; городских поселений – 58; сельских поселений – 354.

Административный центр – город Иркутск с численностью населения на 01.01.2022 587,23 тыс. чел.

Экономическое благополучие области в целом складывается за счет крупных городов, таких как Иркутск, Братск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов. Основными направлениями специализации области являются металлургия (производство алюминия и ферросплавов), горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт.

1.1. Краткая географическая характеристика

Территория области – 767,9 тыс. кв. км и составляет 4,5% территории Российской Федерации (6-е место среди регионов РФ). Область граничит со всеми субъектами Федерации, входящими в состав Восточно-Сибирского экономического района: на западе – с Красноярским краем, на востоке – с Забайкальским краем, на юго-востоке и юге – с Республикой Бурятией, на юго-западе – с Республикой Тыва. На северо-востоке граница проходит с Республикой Саха (Якутия). Общая протяженность границ превышает 7240 км, в том числе по оз. Байкал – 520 км. По территории области протекают крупнейшие судоходные реки – Ангара, Лена, Нижняя Тунгуска, которые обуславливают развитие водного транспорта, на долю которого приходится порядка 10% общего грузооборота. Крупнейшие порты расположены на реке Лена – Киренск и Осетрово (Усть-Кут), через них осуществляется перевалка грузов в Республику Саха (Якутия) и в северный морской порт Тикси. Крупные реки и озеро Байкал имеют важное хозяйственное значение для судоходства, рыбного промысла и как мощные источники гидроэнергии и водоснабжения.

Карта Иркутской области представлена на рисунке 1.1.1. Основная часть территории области имеет плоскогорный рельеф, имеющий отдельные возвышения в виде горного массива Восточного Саяна на юго-западе, а также Приморского и Байкальского хребтов, Станового и Патомского нагорья на востоке. Самая низкая точка – на дне оз. Байкал, вблизи острова Ольхон (1181 м ниже уровня моря), самая высокая – на вершине Кодарского хребта (2999 м выше уровня моря). Низменные участки составляют не более 1,5% территории.

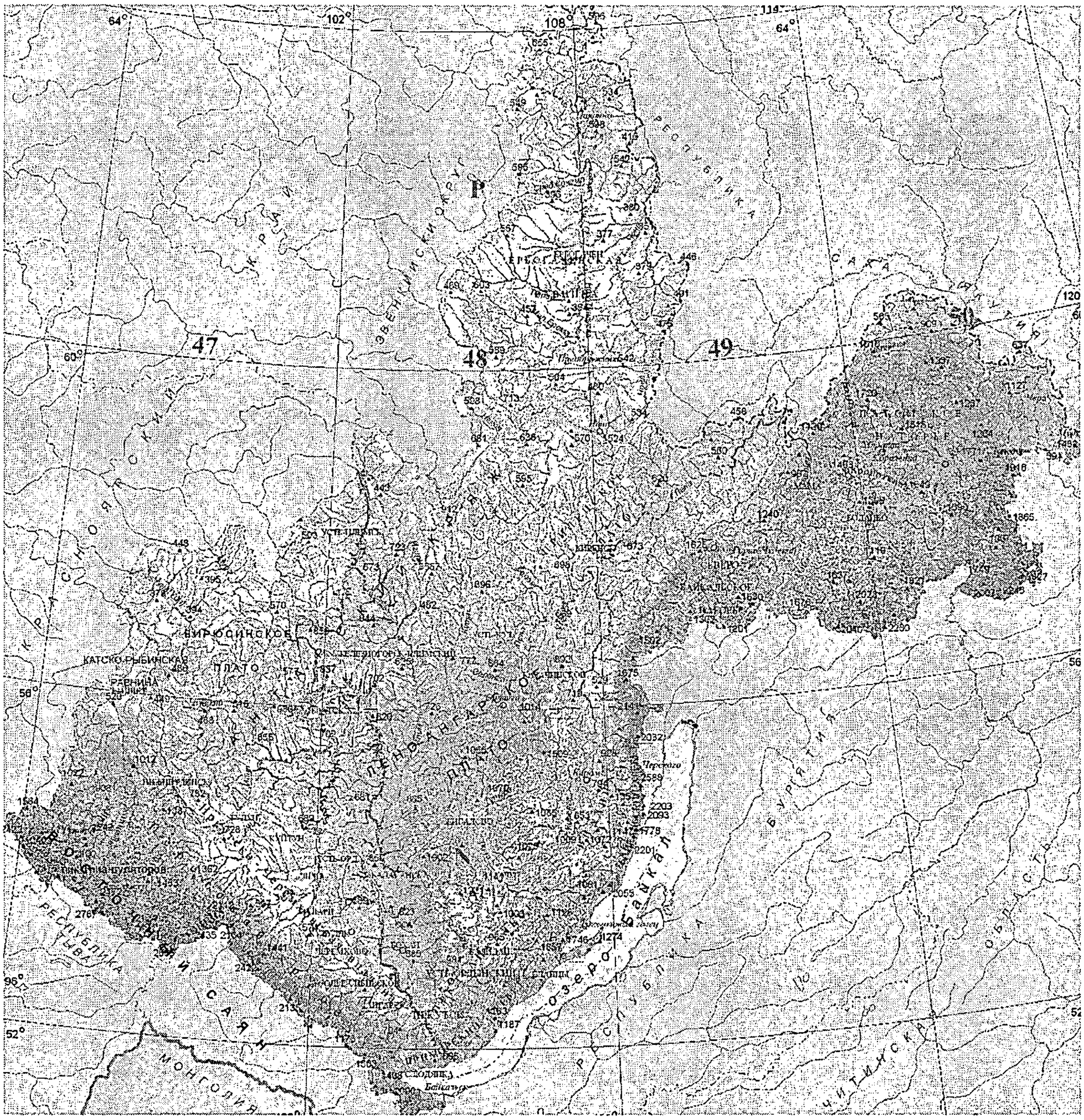


Рисунок 1.1.1. Карта Иркутской области

1.2. Численность населения

Население Иркутской области на 01.01.2022 составило 2356,54 тыс. чел. В области преобладает городское население – 1866,85 тыс. чел. (72,65%). Сельское население составляет 489,69 тыс. чел. (27,35%). Плотность населения крайне низкая – около 3,07 чел./км^2 (при средней по России – 8,58 чел./км2). При этом население размещено по территории области очень неравномерно. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области (вдоль Транссибирской железной дороги и по берегам р. Ангары). Северные территории, а также горные районы Восточного Саяна и Северо-Байкальского нагорья заселены очень слабо.

1.3. Перечень наиболее крупных населенных пунктов

В таблице 1.3.1. представлено количество жителей в городах Иркутской области.

Таблица 1.3.1. Численность населения Иркутской области в разрезе крупных населенных пунктов

№ п/п	Муниципальное образование	Население
1	г. Иркутск	587225
2	г. Братск	246396
3	г. Ангарск	233765
4	г. Усть-Илимск	86608
5	г. Усолье-Сибирское	83364
6	г. Черемхово	52680
7	г. Шелехов	47960
8	г. Усть-Кут	45061
9	г. Тулун	44603
10	г. Саянск	40786
11	г. Нижнеудинск	37130
12	г. Тайшет	35481
13	г. Зима	32605
14	г. Железногорск-Илимский	26205
15	г. Вихоревка	22576
16	г. Слюдянка	18542
17	г. Свирск	13649
18	г. Байкальск	13589
19	г. Бодайбо	15331
20	г. Киренск	12652
21	г. Бирюсинск	9023
22	г. Алзамай	6765

1.4. Основные направления специализации Иркутской области

Основными направлениями специализации области являются металлургия (производство алюминия и ферросплавов), горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

1.5. Промышленность региона

Промышленность области сконцентрирована в Иркутске и ряде районных центров. Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются:

- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
- ООО «Братский завод ферросплавов»;
- Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов;
- ПАО «РУСАЛ Братск»;
- АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат»;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Компания «Востсибуголь»;
- Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная

корпорация «Иркут»;
– Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
– ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»;
– АО «Ангарский завод полимеров»;
– АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»;
– ПАО «Высочайший»;
– ООО «Транснефть-Восток»;
– АО «Полюс Вернинское»;
– АО «Севзото»;
– ООО «Друза»;
– ООО «Горнорудная компания «Угахан»;
– ООО «Битривер Рус»;
– АО «Ангарскцемент»;
– ЗАО «Артель старателей Витим»;
– ООО «ИНК»;
– АО «Верхнечонскнефтегаз»;
– ОАО «Тыретский солерудник»;
– АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА»;
– ИНЦ СО РАН;
– АО «Светлый»;
– АО ЗДК «Лензолото».

В общероссийском разделении труда Иркутская область выделяется как крупная энергетическая база, дающая более 6% вырабатываемой в России электроэнергии, как поставщик слюды, поваренной соли, золота, алюминия, древесины, химической и нефтехимической, целлюлозно-бумажной продукции, пушно-мехового сырья.

1.6. Строительство

Строительный комплекс Иркутской области представлен организациями, выполняющими проектно-экспертные работы, общестроительные и специализированные (инженерные сети, КиП и автоматика, монтаж оборудования) виды работ, электромонтажные и автодорожные работы, рядом производств, выпускающих основные строительные материалы, конструкции и изделия.

В строительных организациях Иркутской области работает около 6% занятых в экономике. В строительном комплексе сосредоточен 1% производственных фондов. Преобладающая часть фондов крупных и средних строительных организаций (92%) – фонды основного вида деятельности.

Ведущее место в строительном комплексе Иркутской области занимают организации, осуществляющие общестроительные работы по возведению зданий и сооружений. Они выполняют более 42% всего объема строительных работ.

Всего в области насчитывается около 3 тысяч организаций строительного направления, из них в промышленности строительных материалов Иркутской области работает около 140 производителей стройматериалов, конструкций и изделий, из них 41 среднее и крупное предприятие из которых 14 являются крупными: ОАО «Ангарский цементно-горный комбинат», ООО «Иркутский керамический завод», ЗАО «Саянскгазобетон», ЗАО «СтройКомплекс», ОАО «Иркутский завод сборного ж/б», ООО ЖСК «ВостСибСтрой», ОАО «КБЖБ-1», ООО «Восточно-Сибирский завод ЖБК», ОАО ФСК «Новый город», ОАО «Ангарское управление строительством», ОАО »Сибавиастрой», ЗАО «Мегетский завод металлоконструкций», ООО «Русфорест – Магистральный», ЗАО ЛДК «Игирма», ООО «Транссибирская лесная компания» и имеют частную форму собственности.

1.7. Транспорт

Иркутская область имеет разветвленную и развитую транспортную инфраструктуру, представленную различными видами транспорта. Через южные районы области проходит Транссибирская железная дорога, а через центральные – Байкало-Амурская железнодорожная магистраль (БАМ). Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет порядка 2500 км.

Вдоль Транссиба проходит автодорога федерального значения и нефтепровод из Западной Сибири в г. Ангарск. Так же по Иркутской области проходит нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Ведется строительство автомагистрали вдоль БАМа. Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет более 12 тыс. км. Однако, связь с северными районами возможна круглогодично только авиатранспортом. В холодное время года перевозки в эти районы осуществляются автомобилями по зимникам, летом – водным транспортом по р. Лене и ее притокам. Воздушные междугородние и международные перевозки осуществляются в основном двумя аэропортами, расположенными в городах Братск и Иркутск.

1.8. Сфера обслуживания

Развитие потребительского рынка Иркутской области в последние годы характеризовалось стабильностью, положительной динамикой, ростом насыщенности товарами и услугами. В регионе получили развитие современные форматы предприятий розничной торговли, общественного питания и бытовых услуг, расширилась сеть фирменной и ярмарочной торговли.

Сфере розничной торговли региона характерен высокий уровень конкуренции. Доля негосударственной формы собственности в структуре розничного товарооборота составляет около 99%.

Торговля занимает одно из ведущих мест в экономике Иркутской области. Доля отрасли в валовом региональном продукте составляет 8,3%. Отрасль формирует более 4,4% налоговых платежей, поступающих в консолидированный бюджет Российской Федерации, обеспечивает занятость около 19,0% от общего числа занятых в экономике области.

Потребительский рынок объединяет три сегмента сферы обслуживания населения: торговлю, общественное питание и бытовое обслуживание.

В 2020-2021 годах, несмотря на негативные последствия пандемии коронавирусной инфекции, в Иркутской области продолжилось развитие инфраструктуры розничной торговли. Однако, на потребительский рынок пандемия оказала негативное влияние. Сфера общественного питания и бытовых услуг от последствий карантинных ограничений значительно пострадала.

Предполагается, что оказываемые пострадавшим от последствий коронавируса отраслям экономики меры государственной поддержки, отмена карантинных ограничений предпринимательской деятельности, рост доходов и покупательской способности населения, позволят в ближайшей перспективе восстановить потребительский спрос и позитивную динамику потребительского рынка.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы.

Энергосистема Иркутской области входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири и является одной из крупнейших энергосистем России. Удельный вес Иркутской области в структуре производства электрической энергии в Сибирском Федеральном округе составляет около 30%. В расчете на одного жителя в Иркутской области производится в 3 раза больше электроэнергии, чем в среднем по стране.

Ежегодно Министерство утверждает инвестиционные программы (далее – ИПР) субъектов электроэнергетики Иркутской области в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977.

2.2. Информация по генерирующим компаниям

Основной особенностью Иркутской области является наличие на территории крупных гидроэлектростанций, установленная мощность которых (9113,1 МВт) составляет 3,7% от мощности всех электростанций страны (246590,9 МВт – без учёта источников в изолированных территориях).

Централизованное производство электроэнергии в области осуществляется на 14 ТЭС и 4 ГЭС, из которых две электростанции принадлежат промышленным предприятиям:

– ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;

– ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;

остальные в собственности у четырех генерирующих компаний региона:

– ООО «Байкальская энергетическая компания»;

– ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»;

– ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске;

– АО «Мамаканская ГЭС».

Перечень электростанций области с информацией об установленной мощности на 01.01.2022, выработке электроэнергии их собственниках приведен в таблице 2.2.1. Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2021 г. на рисунке 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Величина установленной мощности ТЭС, ГЭС на 01.01.2022

Наименование станции	**Установленная мощность на 01.01.2022, МВт**	**Выработка электроэнергии в 2021 году, млн кВт*ч**	**Суммарная мощность станций, МВт**	**Суммарная выработка электроэнергии, млрд кВт*ч**
ТЭС				
ООО «Байкальская энергетическая компания»			3807,30	10,80
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,00	88,82		
Иркутская ТЭЦ-6	270,00	646,92		
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7)	12,00	65,35		
Иркутская ТЭЦ-9	540,00	1790,02		

Наименование станции	Установленная мощность на 01.01.2022, МВт	Выработка электроэнергии в 2021 году, млн кВт*ч	Суммарная мощность станций, МВт	Суммарная выработка электроэнергии, млрд кВт*ч
Иркутская ТЭЦ-10	1110,00	2991,47		
Иркутская ТЭЦ-11	320,30	543,43		
Иркутская ТЭЦ-12	12,00	51,80		
Иркутская ТЭЦ-16	18,00	77,23		
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	2615,16		
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	1086,30		
Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	779,40		
ООО «Теплоснабжение»				
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,00	59,13		
ГЭС				
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			9113,10	53,40
Иркутская ГЭС	687,10	4843,92		
Братская ГЭС	4500,00	28526,21		
Усть-Илимская ГЭС	3840,00	19630,04		
АО «Мамаканская ГЭС»				
Мамаканская ГЭС	86,00	396,21		
Станции промышленных предприятий				
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,40	348,88	145,40	0,85
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	101,00	500,80		
Итого по Иркутской области:			**13065,8**	**65,04**

Большая доля выработки Иркутской области приходится на ГЭС – 82,10%, долевое участие: ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (81,49%), АО «Мамаканская ГЭС» (0,61%).

Доля выработки, приходящаяся на ТЭС, составляет 17,90%, долевое участие: ООО «Байкальская энергетическая компания» (16,51%), ООО «Теплоснабжение» (0,09%), станции промышленных предприятий (1,30%).

Большая доля генерирующих мощностей Иркутской области приходится на ГЭС – 69,75%, долевое участие: ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (69,09%), АО «Мамаканская ГЭС» (0,66%).

Доля генерирующих мощностей, приходящаяся на ТЭС, составляет 30,25%, долевое участие: ООО «Байкальская энергетическая компания» (28,96%), ООО «Теплоснабжение» (0,18%), станции промышленных предприятий (1,11%).

Электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2021 г. было выработано 65,04 млрд кВт·ч электроэнергии, что составило 27,60 тыс. кВт·ч на душу населения.

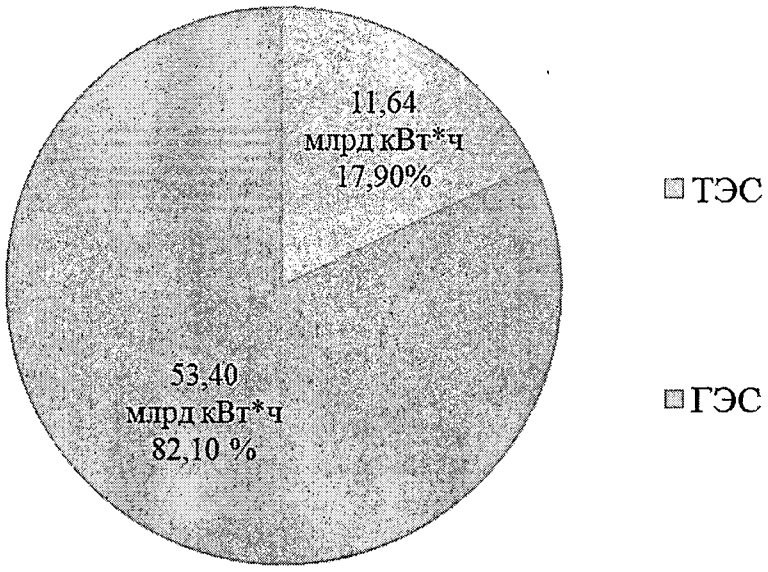


Рисунок 2.2.1 Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2021 году

В том числе:
– ГЭС – 53,40 млрд кВт·ч;
– ТЭС – 11,64 млрд кВт·ч, в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,85 млрд кВт·ч.

2.3. Информация по электросетевым и сбытовым компаниям

Суммарная протяженность линий в переводе на одноцепное исполнение равняется 18721,65 км, суммарная мощность трансформаторных центров питания 110-500 кВ составляет 42026,66 МВА.

Эксплуатацию всех сетей с установлением соответствующих индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2022 г. осуществляет 25 территориальных сетевых организаций (ТСО) (согласно приказу службы по тарифам Иркутской области № 79-444-спр от 27.12.2021). В сравнении с 2017 г. количество ТСО в Иркутской области снизилось на 2 организации.

Сокращение количества ТСО в регионе в целом соответствует основным положениям Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации (03.04.2013 № 511-р), которая предусматривает к 2030 году сокращение количества территориальных сетевых организаций в масштабах страны с 3000 до 800 (-73%). Сетевые организации в 2022 г.:

– ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»);
– ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
– Акционерное общество «Братская электросетевая компания» (АО «БЭСК»);
– Акционерное общество «Витимэнерго» (АО «Витимэнерго»);
– Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»;
– Филиал «Забайкальский» Акционерного общества «Оборонэнерго» (Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»);
– Общество с ограниченной ответственностью «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания» (ООО «ШЭСК»);
– Общество с ограниченной ответственностью Энергетическая компания «Радиан» (ООО Энергетическая компания «Радиан»);
– Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК»);

- Акционерное общество «Электросеть» (АО «Электросеть»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭСК»);
- Общество с ограниченной ответственностью «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
- Общество с ограниченной ответственностью «АктивЭнерго» (ООО «АктивЭнерго»);
- Общество с ограниченной ответственностью «СибЭнергоАктив-Иркутск» (ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Кутуликская электросетевая компания» (ООО «Кутуликская электросетевая компания»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
- Общество с ограниченной ответственностью Производственное объединение «Радиан» (ООО Производственное объединение «Радиан»);
- Акционерное общество «Ангарский электролизный химический комбинат» (АО «АЭХК»);
- Красноярская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»;
- Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- Акционерное общество «Саянскхимпласт» (АО «Саянскхимпласт»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения» (ООО «Управление энергоснабжения»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Транзит» (ООО «Транзит»);
- Общество с ограниченной ответственностью «ЭНКТП» (ООО «ЭНКТП»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Сетевая Компания «Энергосервис» (ООО «Сетевая Компания «Энергосервис»).

Основными сбытовыми организациями, осуществляющими свою деятельность на территории Иркутской области являются Иркутская Энергосбытовая компания (далее ООО «ИЭСБК»), ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и АО «Витимэнергобыт».

ООО «ИЭСБК» осуществляет сбыт электрической энергии, тепловой энергии в паре и горячей воде, холодного и горячего водоснабжения на территории Иркутской области, занимается заключением договоров энергоснабжения, реализует ряд сервисных и энергосберегающих услуг и обслуживает 41 тысячу юридических лиц и 1,4 млн физических лиц (потребителей электрической энергии) на территории Иркутской области. В составе Компании 18 отделений, расположенных в муниципальных образованиях:

- г. Иркутск;
- г. Шелехов;
- г. Братск;
- г. Ангарск;
- г. Саянск;
- г. Тулун;
- г. Усолье-Сибирское;
- г. Черемхово;
- г. Усть-Илимск;
- г. Железногорск-Илимский;
- г. Усть-Кут;
- г. Тайшет;
- г. Слюдянка;
- г. Киренск;
- п. Мама.

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» – это одна из крупнейших энергосбытовых компаний

на территории России, поставляющая электроэнергию 100 тысячам клиентов, среди которых системообразующие корпорации страны, малые и средние предприятия, население. Уникальность компании состоит в её разветвлённой структуре: «РУСЭНЕРГОСБЫТ» работает в большинстве регионов РФ, на территории Иркутской области свою деятельность осуществляет Восточно-Сибирский Филиал.

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» осуществляет покупку электроэнергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности); реализацию электроэнергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) потребителям; заключение договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (мощности) с сетевыми организациями в интересах обслуживаемых потребителей; разработку, организацию и проведение энергосберегающих мероприятий; выполнение функций гарантирующего поставщика; создание автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов.

АО «Витимэнергобыт» осуществляет свою деятельность на территории Бодайбинского района.

2.4. Информация о децентрализованной зоне электроснабжения

Отдаленные изолированные потребители снабжаются электроэнергией от децентрализованных энергосистем на базе электростанций. Полный перечень населенных пунктов и информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области на 01.01.2022 г., приведены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
Казачинско-Ленский район	**Сельские поселения**			
	Казачинское	ДЭС	30	н/д
			40	н/д
		АСЭС с. Ермаки	42,9	2020 г.
		АСЭС с. Карнаухово	40	2019 г.
	Карамское	ДЭС	200	н/д
	Мартыновское	ДЭС	30	н/д
			60	н/д
			30	н/д
Усть-Удинский район	**Сельские поселения**			
	Аносовское	ДЭС с. Аносово	315	АД-315-Т/4 (2018 г.)
			200	АД-200Т-Т-400-50-IPPX-G1-O00-Y1 (2018 г.)
			200	ДЭУ-200.1 (2020 г.)
	Аталанское	ДЭС с. Аталанка	150	ДЭУ-150.1 (2019 г.)
			100	ДЭУ-100 (2002 г.)

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
	Ключинское	ДЭС д. Ключи	60	ДЭУ-60 (2008 г.)
			60	ДЭУ-60 (2009 г.)
			60	ДЭУ-60 (2005 г.)
	Подволоченское	ДЭС с. Подволочное	100	ДЭУ-100 (1985 г.)
			100	ДЭУ-100 (2005 г.)
			100	ДЭУ-100 (2009 г.)
			100	ДЭУ-100 (2012 г.)
Катангский район	**Сельские поселения**			
	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	АД30-Т400-1Р (2018 г.); АД30-Т400-1Р (2017 г.); ДЭУ-30.1Р-М (2014 г.)
		ДЭС с. Хамакар	30,00	АД30-Т400-1Р (2018 г.); ДЭУ-30.1Р-М (2014 г.)
		ДЭС с. Оськино	20,00	АД20-Т400-1Р (2018 г.); ДЭУ-20.1Р-М (2014 г.)
		ДЭС д. Тетея	20,00	АД20-Т400-1Р (2017 г.); ДЭУ-20.1Р-М (2014 г.)
		ДЭС уч. Инаригда	5,00	5001DEVB (2021 г.); SDG5000EH (2017 г.)
		ДЭС с. Ербогачен	4970	PRAMAK GSW1270M (2020 г.); ДГ-72М-400 (1983 г.); ДГ-72М-400 (1986 г.); ЭД910Т-Т400-2РН (2017 г.); MTU18V2000DS1250 (2019 г.); FGWilson-800 (2014 г.)
	Непское	ДЭС с. Непа	590	АД-240С-Т400-1Р (2017 г.); АД-200-Т400-1Р (2019 г.); АД-150-Т400-1Р (2020 г.)
		ДЭС с. Ика	140	АД-40-Т400-1Р (2014 г.); МДГ-7056-70808 (2018 г.); АД60С-Т400-50-2РХ (2020 г.)
		ДЭС с. Бур	260	АД-100-Т400 (2019 г.); АД-100С-Т400-2Р (2021);

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
				АД-60С-Т400-1Р (2021 г.)
		ДЭС с. Токма	120	СТГ-АД-60С-Т-400-L-ММ (2017 г.); АД-60С-Т400-1Р (2010 г.); АД30-Т400 (2020 г.)
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	1100	ДГУ-200 (2006 г.); АД-100-Т/400-Р (2016 г.); ДГУ-240С-Т400 (2017 г.); АД315С-Т400-2Р (2020 г.)
	Преображенское	ДЭС с. Преображенка	1100	АД-200-Т400 (2016 г.); АД315С-Т400-2Р (2020 г.); ДЭУ-315.1 (2019 г.); АД-200-Т400-1РМ2 (2019 г.)
		ДЭС с. Ерема	60	АД-30-С-Т400-1Р (2019 г.); АД-30С-Т400-2РП (2019 г.)
		ДЭС д. Калинина	80	АД-20-1РМ2 (2007 г.); АД-30С-Т400-2РП (2017 г.); АД30-Т400 (2020 г.)
Тулунский район	**Сельские поселения**			
	Аршанское	ДЭС	509,1	2012
			509,1	2013
Усольский район	**Сельские поселения**			
	Раздольинское	ДЭС п.Октябрьский	275	н/д
	Онгурёнское	СДЭ	81	2012 г.
		ДЭС	200	2013 (кап.ремонт 2020)
		ДЭС	200	2019
Качугский район	**Сельские поселения**			
	Вершино-Тутурское	ДЭС	160	н/д
Жигаловский район	**Сельские поселения**			
	Жигаловское	ДЭС	100	ДЭУ-100.1-Я (2006 г.)
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**			
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	60	АД-60С-Т400-Р (2020 г.)
Киренский район	**Сельские поселения**			
	Киренское	ДЭС п.Визирный	200	ДУ-100(базовый дизель ЯМЗ-236) (2012 г.); ДЭУ-100 (ЯМЗ-238) (2001 г.)
		ДЭС.	50	АД-50С-Т400-1РГ

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
		с.Красноярово		(базовый дизель ММЗ Д-246,4) (н/д)
	Сельские поселения			
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	220	ДЭУ-100 (ЯМЗ-238) (н/д); ДЭУ-120 (ЯМЗ-236) (н/д)
		ДЭС с.Мироново	75	АД-75-Т400-1РГ(базовый дизель Д-266,4) (н/д)
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	30	АД-30С-Т400-1РГ (базовый двигатель ММЗ Д-243) (2012 г.)
		ДЭС,д.Усть-Киренга	30	ДЭУ-30 (А-41) (1998 г.)
	Петропавловское	ДЭС с.Сполошино*	0	н/д
Бодайбинский район	**Сельские поселения**			
	Жуинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60	АД-60С-Т400-1 РМ-2 (2020 г.)
Братский район	**Сельские поселения**			
	Карахунское	ДЭС п. Карахун	2000	DOOSAN - АД 360 (2017 г.); ДГ 450 (2017 г.); DOOSAN - АД 360 (2017 г.); ДГ 315 (2001 г.); DOOSAN - АД 520 (2021 г.)
		ДЭС п. Южный	30	ДГ 30 (2016 г.); ДГ 100 (2006 г.)
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	880	АД-200 С-Т400-1Р -1 (2008 г.); АД-200 С-Т400-1Р -1 (2010 г.); АД-100Т/400 №155 -1 (2016 г.); ДЭУ -30.1 -1 (2007 г.); MW-Power AD150C-T400 (2021 г.); MW-Power AD200C-T400 (2021 г.)
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	1870	MOTOR АД 360-Т400 – 2 (2017 г.); DOOSAN -1 (2014 г.); АД-150Т/400-1Р -1 (2016 г.); АД 400С-Т400-1Р -1 (2019 г.); АД 650-Т400 (2021 г.)
Нижнеудинский район	**Сельские поселения**			
	Нерхинское. Верхнегутарское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	640	н/д
		ДЭУ	880	н/д
		ДЭУ	610	н/д

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
		СДЭ с. Нерха	121,5	2017 г.
		АНГА-2 ДЭУ в с. Верхняя Гутара	202,5	2021 г.
Усть-Кутский район	**Сельские поселения**			
	Усть-Кутское	ДЭС	60	н/д
		ДЭС	60	н/д
		ДЭС	60	н/д
		Итого, кВт:	**19094,2**	-

*- населенный пункт закрыт

В рамках государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы, утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 г. № 915-пп, на территории Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

Мониторинг реализации мероприятий по модернизации (сооружению) объектов генерации осуществляется в рамках заключенных соглашений между муниципальными образованиями Иркутской области и министерством жилищной политики и энергетики Иркутской области о софинансировании расходных обязательств на строительство генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии, модернизацию и реконструкцию существующих объектов, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию с использованием высокоэффективного энергогенерирующего оборудования с альтернативными источниками энергии.

Так за счет средств областного и местного бюджетов в рассматриваемом ретроспективном периоде 2017-2021 гг. реализованы следующие проекты по вовлечению возобновляемых источников электроэнергии:

– строительство солнечно-дизельной станции в д. Нерха Нижнеудинского района Иркутской области, мощность фотоэлектрических модулей 121,5 кВт (введена в эксплуатацию в 2017 году). Годовая экономия топлива составляет 82 тонны дизельного топлива, сумма ежегодно сберегаемых средств – 5,8 млн рублей;

– строительство объекта «Автономная солнечная электростанция мощностью 40 кВт в с. Ермаки Казачинко-Ленского района», мощность солнечных модулей 42,9 кВт (год ввода в эксплуатацию 2020 год). Годовая экономия топлива составляет 15 тонн дизельного топлива, сумма ежегодно сберегаемых средств – 1,5 млн рублей;

– строительство объекта «Автономная солнечная электростанция (АСЭС) в с. Карнаухово Казачинко-Ленского района», мощность 40 кВт (ввод в эксплуатацию 2019 год);

– строительство комбинированной солнечной дизельной электростанции АНГА-2 в с. Верхняя Гутара Нижнеудинского района Иркутской области, мощность солнечных модулей 202,5 кВт (введена в эксплуатацию в 2021 году). Годовая экономия топлива составит – 120 т, сумма ежегодно сберегаемых средств – 8,5 млн рублей.

2.5. Динамика и структура потребления электроэнергии в Иркутской области по основным группам потребителей за последние 5 лет

Изменение электропотребления в Иркутской области за последние 5 лет имеет

тенденцию к увеличению, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, а также уровень электропотребления промышленных предприятий.

Динамика изменения электропотребления в рассматриваемый ретроспективный период 2017-2021 гг. носит возрастающий характер.

Минимальное значение электропотребления за рассматриваемый период наблюдается в 2017 г. (53298,6 млн кВт·ч), что обусловлено повышением среднемесячных температур в осенне-зимний период. На снижении электропотребления также сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе и негативное влияние кризиса.

Максимальное значение электропотребления за рассматриваемый период наблюдается в 2021 г. (59256,2 млн кВт·ч), что обусловлено:

- ростом объема электропотребления мелкомоторной нагрузкой, населением, потребителями категории «Прочие», связанным, в том числе, со снижением температуры наружного воздуха;
- появлением нагрузки крупных потребителей (Тайшетский алюминиевый завод (ввод первой очереди), Центр обработки данных ООО «БИТРИВЕР РУС», ЗАО «СЭМЗ»);
- ростом нагрузки собственных нужд электростанций в связи с их максимальной нагрузкой;
- ростом потерь электрической энергии. На увеличении электропотребления сказался рост количества потребителей, занимающихся майнингом криптовалют, начавшийся с ноября 2020 года и продолживший свою тенденцию в 2021 году. Увеличение стоимости криптовалюты в отчетном году повлекли за собой стремительное появление точек майнинга.

Динамика потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведена в таблице 2.5.1 и представлена на рисунке 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн кВт·ч	53298,6	55056,4	55480,6	55980,5	59256,2
Абсолютные приросты/падения электропотребления, млн кВт·ч	89,2	1757,8	424,2	499,9	3275,7
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	0,17	3,30	0,77	0,90	5,85

Потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области за 2021 г. составило 59256,2 млн кВт·ч, что на 5,85% выше аналогичного показателя 2020 г.

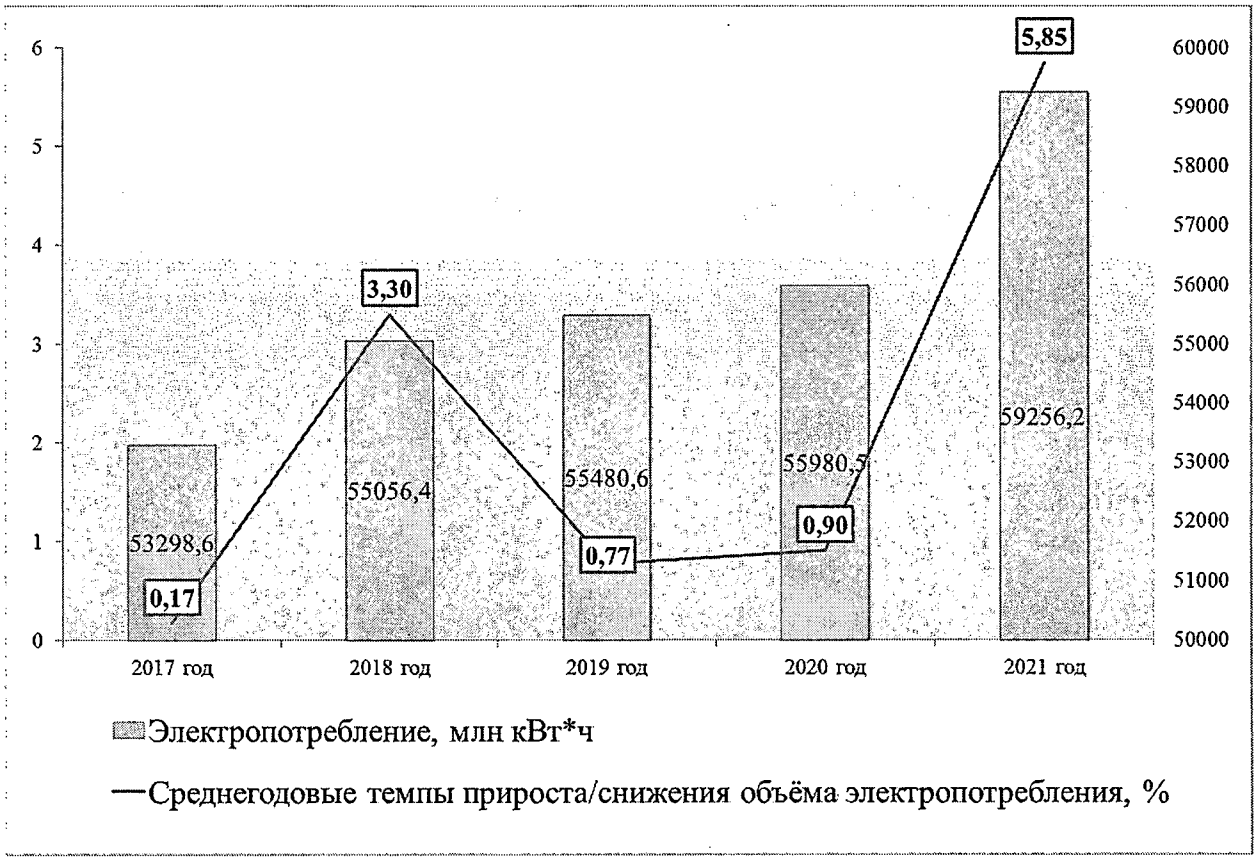


Рисунок 2.5.1. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области

На рисунке 2.5.2 представлена структура электропотребления Иркутской области за 2020 г. по опубликованным данным Федеральной службы государственной статистики. В соответствии с Федеральным планом статистических работ, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 06.05.2008 № 671-р, электробаланс (структура электропотребления) публикуется ежегодно на сайте Росстат не ранее 29 мая.

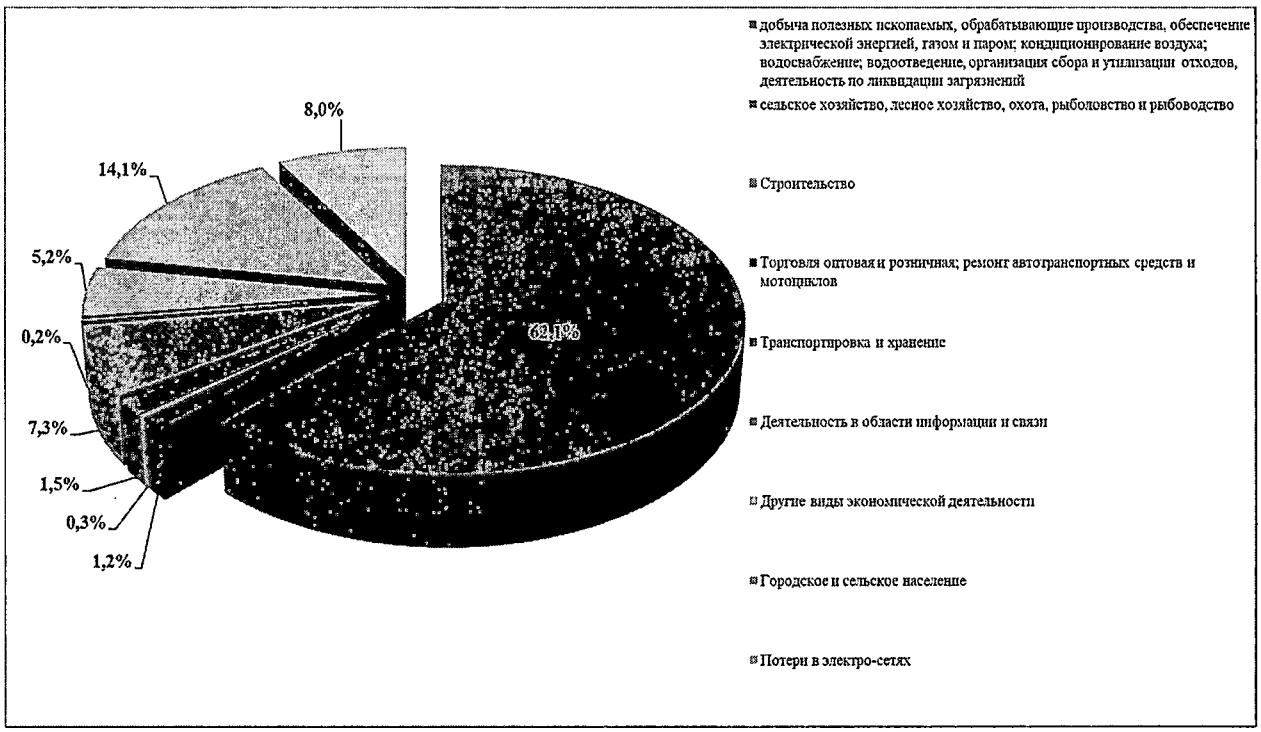


Рисунок 2.5.2. Структура электропотребления в Иркутской области в 2020 г.

Как видно из рисунка 2.5.2, в общем объеме основная доля потребления в 2020 г. (по данным Росстата) приходится на промышленность (добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений – 62,1%). Наиболее электроемким производством в Иркутской области остается цветная металлургия (производство алюминия).

2.6. Перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет

Наиболее крупными потребителями электрической энергии в Иркутской области являются следующие компании:

1) Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
2) Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске;
3) ООО «Братский завод ферросплавов»;
4) Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов;
5) ПАО «РУСАЛ Братск»;
6) АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
7) АО «Ангарский электролизный химический комбинат»;
8) АО «Саянскхимпласт»;
9) ООО «Компания «Востсибуголь»;
10) Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»;
11) Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»;
12) ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»;
13) АО «Ангарский завод полимеров»;

14) ПАО «Высочайший»;
15) ООО «Транснефть-Восток»;
16) АО «Полюс Вернинское»;
17) ООО «Битривер Рус»;
18) ООО «ИНК»;

В таблице 2.6.1 приведен перечень крупных потребителей с указанием их месторасположения и вида деятельности, заявленной мощности на отчетный год, ретроспективных данных по объему потребления электроэнергии и максимальной потребляемой активной мощности.

Таблица 2.6.1. Краткая информация о потребителях

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на отчетный 2021 год, МВт*	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
1	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	г.Усть-Илимск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины иизделий из нее	н/д	904,4	866,3	889,8	н/д	875,6	н/д	н/д	н/д	н/д	129
2	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	г. Братск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины иизделий из нее	200	1557,9	1551,2	1619,9	1478,66	1539,1	200,46	200	167,07	184,31	243
3	ООО «Братский завод ферросплавов»	Иркутская обл. г.Братск, станция Багульная 2	Производство ферросплавов	100	770,2	798,3	748,1	781,31	819,8	н/д	н/д	н/д	н/д	112
4	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки/порошка/пудры алюминиевой.	н/д	6992,1	7039,0	7155	7016	7014,9	807	812	818	811	828
5	ПАО «РУСАЛ Братск»	г. Братск	Производство алюминия	1972,7	16971,3	17221	17191,5	17273,9	17236,3	1992,24	2003,22	2010,12	1966,5	2013
6	АО «АНХК»	г. Ангарск	Нефтепереработка, хим. продукция, бензины, дизтопливо, авиатопливо, керосины и др.	110,07	915,56	946,54	881,81	928,35	1256	110,1	113,2	128,84	109,77	163
7	АО «АЭХК»	г. Ангарск	Производство ядерного топлива	33	286,95	287,1	281,59	285,11	273,929	40	40	40	40	43

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на отчетный 2021 год, МВт*	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
8	АО «Саянскхимпласт»	г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	н/д	692,3	750,6	772	787,99	810,078	н/д	н/д	н/д	н/д	88
9	ООО «Компания Востсибуголь»	г. Иркутск, ул.Сухэ-Батора, 6	Добыча угля, за исключением антрацита, угля коксующегося и угля бурого, открытым способом	199,93	132,79	161,17	104,64	136,33	150,71	179,07	216,29	146,33	182,67	200,58
10	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»	г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство вертолетов, самолетов и прочих летательных аппаратов	25,4	134,7	140,8	119,8	117,4	122,6	27,1	25,4	23,9	25,3	25
11	Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	г. Иркутск, ул.К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	403,72	3260,4	3411,2	3442,2	3515,6	3699,5	381,43	397,42	399,81	406,88	588
12	ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	Нижнеилимский район, г. Железногорск-Илимский, ул. Иващенко, 9А/1	Добыча железных руд открытым способом	49,3	355,5	410,2	386,5	313,7	286,3	47,4	54,69	51,53	45,11	49
13	АО «Ангарский завод полимеров»	г. Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола, полиэтилена, и др.	н/д	213	220	198,6	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
14	ПАО «Высочайший»	Бодайбинский р-он	Золотодобыча	12,6	119	122,7	128,7	129,3	123,89	14	14	14	14	14

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на отчетный 2021 год, МВт*	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
15	ООО «Транснефть-Восток»	г.Братск, ж.р.Энергетик, ул.Олимпийская, 14	Транспортирование по трубопроводам нефти	325	1231	1997	2507	2644	719	101	153	352	342	170
16	АО «Полюс Вернинское»	Бодайбинский р-он	Добыча руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра и металлов платиновой группы)	32,58	101,81	99,49	138,36	143,86	169,51	15,04	14,38	20,82	20,84	23
17	ООО «Битривер Рус»	г. Братск,	Размещение оборудования для майнинга	100	-	4,91	143,02	304,7	742,6	-	4,9	30,1	72,4	95
18	ООО «ИНК»	г. Иркутск	Нефтедобыча	н/д	–	–	33,7	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

* - плановый прогноз максимальной мощности на предстоящий/прошедший период

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области зафиксирован 23.12.21 в 13:00 (МСК) и составил 8915,9 МВт.

В период 2017-2021 гг. наблюдалось скачкообразное изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2017 г. и составляет 7673,00 МВт. Данное явление связано со снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2021 г. отмечено наибольшее значение собственного максимума потребления мощности – 8915,90 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 2.7.1. и на рисунке 2.7.1.

Таблица 2.7.1. Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы Иркутской области

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7673,00	8210,50	8196,20	8325,80	8915,90
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-263,00	537,50	-14,30	129,60	590,10
Среднегодовые темпы прироста, %	-3,31	7,01	-0,17	1,58	7,09

Исходя из данной информации, можно сделать вывод о том, что потребление мощности в энергосистеме Иркутской области за последний год возрасло на 590,10 МВт (7,09%) по сравнению с предыдущим годом.

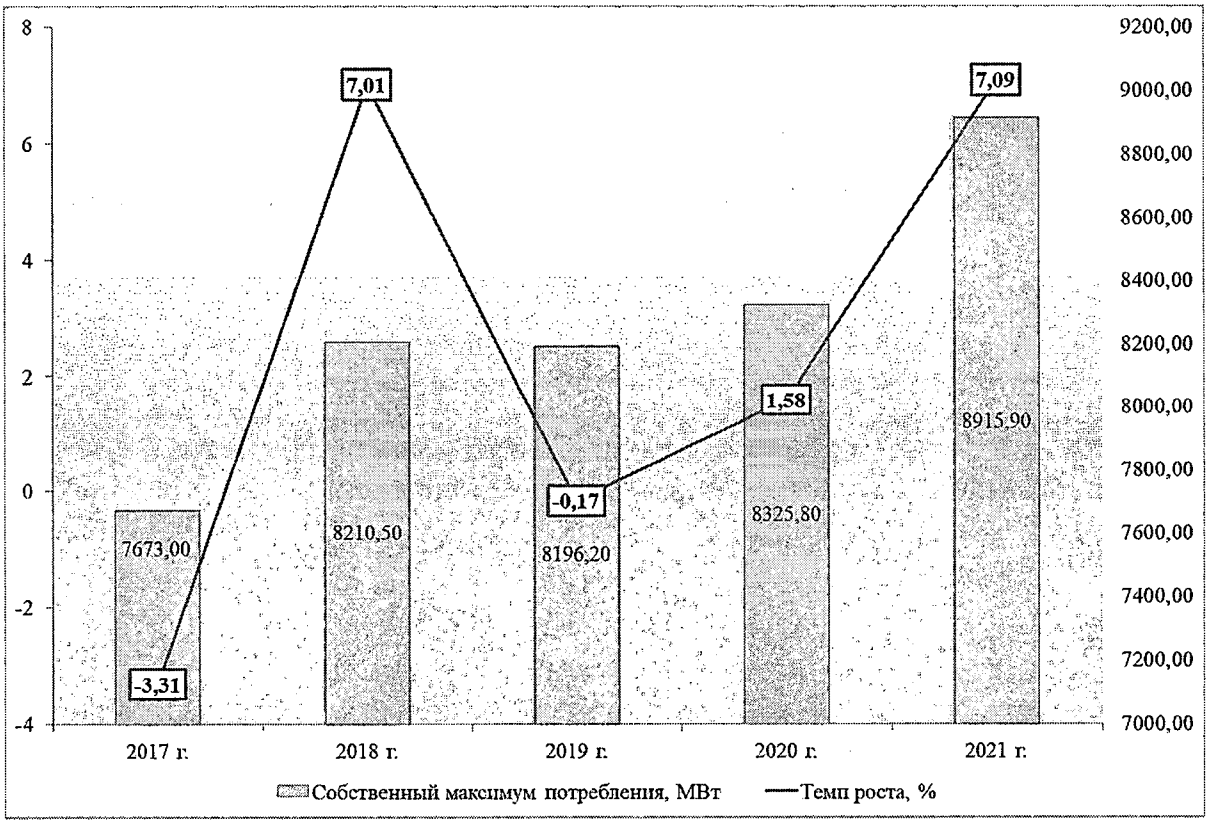


Рисунок 2.7.1. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

2.8. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей

Тепловое хозяйство Иркутской области по состоянию на 2021 год представлено следующими объектами:

- 11 ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»;
- 2 ТЭЦ промышленных предприятий (ТЭС филиала АО «Группа Илим» в г. Братске, ТЭС филиала АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске);
- ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск;
- 991 отопительных и промышленных котельных, в т.ч. 150 электрических котельных.

А также большим количеством теплоутилизационных установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей.

Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области в период 2017-2021 гг. представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1. Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области за период 2017-2021 гг., млн Гкал.

Источник тепловой энергии	2017	2018	2019	2020	2021
Отпуск всего, в т.ч.:	**39,60**	**38,23**	**38,17**	**37,73**	**36,66**
ООО «Байкальская энергетическая компания»	19,97	20,99	20,67	20,32	21,13*
ТЭС «Группа Илим» и ООО «Теплоснабжение»	6,63	4,46	4,46	4,46	4,12
Котельные и ТУУ	13,00	12,82	13,04	12,95	11,41

* - на момент формирования СИПРЭ данные за 2021 год компанией ООО «Байкальская энергетическая компания» предоставлены без учета хоз. нужд

Потери тепловой энергии в теплосетях за 2020 год по Иркутской области, согласно данным Иркутскстата, составили 2,57 млн. Гкал, что составляет 6,8% от общего отпуска за 2020 год. Данные за 2021 год по потерям в тепловых сетях не предоставлены.

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2021 г. отпущено 36,66 млн. Гкал.

За рассматриваемый период 2017-2021 гг. снижение потребления тепла составило 7,4%. Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области, разделенная на группы потребителей ООО «Байкальская энергетическая компания» представлена в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2. Динамика потребления тепловой энергии потребителей ООО «Байкальская энергетическая компания» за 2017-2021 гг.

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Объём потребления теплоэнергии, тыс. Гкал	18653,00	19697,80	19346,80	18254,90	21130,2
Объём потребления теплоэнергии в органах государственной власти и государственных учреждениях, тыс. Гкал	1527,20	1650,90	1475,20	1456,25	1783,89

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021
Объём потребления теплоэнергии в многоквартирных домах, тыс. Гкал	8737,40	8572,20	9033,90	9094,75	8649,2
Объём потребления теплоэнергии промышленными и прочими потребителями, тыс. Гкал	6091,50	7146,90	8260,90	7703,90	10697,08

По представленным данным видно, что потребление тепловой энергии за рассматриваемый период увеличилось на 13,28%. Наибольшее увеличение потребления касается группы промышленных потребителей и составляет 50,6% от общего потребления. Тепловая потребность населения снизилась на 1,01% по сравнению с 2017 г.

Динамика отпуска тепловой энергии источником теплоснабжения ООО «Теплоснабжение» представлена в таблице 2.8.3.

Таблица 2.8.3. Динамика отпуска тепловой энергии ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» за 2017-2021 гг.

Показатель	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность	Гкал/ч	421,85	421,85	390,4	292,8	292,8
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	58,53	56,4	66,89	60,61	60,61
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	175864	163123	156059	150974	150974

Динамика потребления тепловой энергии от котельных, в виде прироста/уменьшения присоединенной нагрузки, представлена в таблице 2.8.4, по которой можно увидеть, как поменялась ситуация в регионах.

Общее количество котельных с каждым годом уменьшается, часть потребителей расселяется, а нагрузки между котельными, находящимися поблизости, перераспределяются, в том числе на источники комбинированной выработки ООО «Байкальская энергетическая компания».

Таблица 2.8.4. Динамика потребления тепловой энергии от котельных

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч					Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	2021	
1	г. Братск	109,40	109,40	109,39	109,39	109,39	-0,01%
2	г. Зима	31,07	29,76	31,03	31,03	н/д	-
3	г. Иркутск	799,50	666,8	774,28	800,1	н/д	-
4	г. Саянск	0	0	0	0	0	0
5	г. Свирск	50,19	50,19	49,343	49,34	48,3	-2,10%
6	г. Тулун	80,02	80,02	80,02	80,9	80,9	1,10%
7	г. Усолье-Сибирское	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	-
8	г. Усть-Илимск	9,25	1,06	1,16	1,2	1,2	-87,03%
9	г. Черемхово	12,95	12,95	12,7	11,7	10,5	-10,25%
10	Ангарский район	3,41	3,30	3,42	3,42	3,42	0,29%
11	Балаганский район	6,13	6,95	7,639	7,64	7,64	24,63%
12	Бодайбинский район	83,44	80,40	74,99	74,99	72,9	-10,13%
13	Братский район	68,33	68,30	69,239	69,23	69,23	1,32%
14	Жигаловский район	6,15	6,15	4,2	4,2	3,5	-16,67%
15	Заларинский район	34,64	35,42	36,639	36,64	36,639	5,77%
16	Зиминский район	5,68	7,99	7,046	7,04	7,04	23,94%
17	Иркутский район	42,66	42,66	42,66	42,66	42,66	0,00%

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч					Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	2021	
18	Казачинско-Ленский район	41,31	35,50	35,588	35,59	35,59	-13,85%
19	Катангский район	4,40	4,40	4,40	4,4	4,4	0,00%
20	Качугский район	12,69	12,69	12,685	12,68	12,68	-0,08%
21	Киренский район	32,68	19,40	44,70	44,7	44,7	36,78%
22	Куйтунский район	26,60	26,60	26,10	26,1	26,1	-1,88%
23	Мамско-Чуйский район	17,76	17,76	16,64	16,64	16,64	-6,31%
24	Нижнеилимский район	67,16	60,19	100,57	100,57	100,57	49,75%
25	Нижнеудинский район	129,60	89,60	90,881	90,88	86,3	-5,03%
26	Ольхонский район	12,11	12,11	12,511	12,51	12,51	3,30%
27	Слюдянский район	156,30	156,3	58,395	58,39	58,39	-62,64%
28	Тайшетский район	95,56	101,3	93,112	93,11	93,11	-2,56%
29	Тулунский район	19,28	21,19	18,588	18,58	18,58	-3,63%
30	Усольский район	50,76	50,76	77,586	77,58	77,58	52,84%
31	Усть-Илимский район	38,25	38,25	55,8	55,8	55,8	45,88%
32	Усть-Кутский район	184,30	184,3	183,09	183,09	183,09	-0,66%
33	Усть-Удинский район	9,29	9,09	12	12	12	29,17%
34	Черемховский район	33,53	33,53	33,53	33,53	33,53	0,00%
35	Чунский район	39,99	39,99	44,595	44,59	44,59	11,50%
36	Шелеховский район	5,25	9,48	4,366	4,36	4,36	-16,95%
37	Аларский район	9,01	9,01	10,38	10,38	10,38	15,21%
38	Баяндаевский район	3,81	3,81	3,807	3,8	3,8	-0,26%
39	Боханский район	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	0,00%
40	Нукутский район	5,97	5,76	5,772	5,77	5,77	-3,35%
41	Осинский район	5,35	4,76	4,769	4,77	4,77	-10,84%
42	Эхирит-Булагатский район	27,28	27,26	27,277	27,27	27,27	-0,04%
Всего:			**2381,46**	**2184,79**	**2291,3**	**1476,3**	

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период 2017-2021 гг. представлена в таблице 2.8.5.

Таблица 2.8.5. Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2017-2021 гг., млн Гкал

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Обрабатывающие производства	18,1	18,5	18,6	18,61	18,61
Добыча полезных ископаемых	0,59	0,6	0,62	0,6	0,6
Прочие потребители	2,4	2,6	4,285	4,08	7,09
Итого промышленность	**21,1**	**21,7**	**23,35**	**23,29**	**26,3**
Население	10,3	10,5	10,88	10,7	7,76
Коммунально-бытовые нужды	3,6	3,7	3,787	3,7	3,7
Итого ЖКХ	**13,9**	**14,2**	**14,667**	**14,4**	**11,46**
Потребление тепловой энергии, всего	**35**	**35,9**	**38,017**	**37,69**	**37,76**

Потребление тепла промышленностью в период 2017-2021 гг. увеличилось на 24,6%. Общее потребление Иркутской области возросло на 7,8%.

В соответствии с представленными данными опросных листов, форм

статистической отчетности 1-ТЕП, 4-ТЭР, 6-ТП, данных схем теплоснабжения муниципальных образований собраны данные по отпуску тепловой энергии, потреблению топлива, установленной мощности по отдельным источникам тепловой энергии Иркутской области, включая ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» - представлены в таблицах 2.8.6 - 2.8.8.

Таблица 2.8.6. Данные по отпуску тепловой энергии источниками тепловой энергии

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии (без учета хоз. нужнд), Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	**9804***	9804*		
Баяндаевский	с.Баяндай	Центральная котельная	**3367**	3367		
Бодайбинский	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	**10024**	9062	443	519
	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	**9234**	8261	403	570
Боханский	МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	**6386***	2100*		4286*
	МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	**6217***	6217*		
Братский	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	**2291939**	н\д	н\д	н\д
	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ)	**1356475**	н\д	н\д	н\д
ГО г. Ангарск	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	**6159389**	н\д	н\д	н\д
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	**Выведен из эксплуатации 01.01.2021**			
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	**325176**	н\д	н\д	н\д
ГО г. Зима	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	**20872***	18399*	332*	2141*
ГО г. Иркутск	г. Иркутск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая	**5141745**	н\д	н\д	н\д

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии (без учета хоз. нужнд), Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
		компания» Ново-Иркутская ТЭЦ				
	г. Иркутск	АО «Байкалэнерго»	**988957***	912558*	76399*	
	г. Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	**557780***	557780*		
	г. Иркутск	МУП «ТеплоЭнергоСервис г.Иркутска»	**112700***	112700*		
ГО г. Саянск	г. Саянск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Зиминская ТЭЦ	**1570277**	н\д	н\д	н\д
	г. Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	**440095**	335756	34247	70091
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	**948676**	н\д	н\д	н\д
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	**363545**	264176	62341	37028
		МУП «Теплосервис городаЧеремхово»	**13400**	9382	0	4018
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	**13733**	13433	0	300
Зиминский	с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	**5492**	5492	0	0
	п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	**4398**	1024		3374
		ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	**4439**	4439		
	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	**3800**	3717		83
	с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	**2238**	2238		
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	**н/д**	**н/д**	**н/д**	**н/д**
	Ербогачевское МО	МУП «Еробогаченское»	**н/д**	**н/д**	**н/д**	**н/д**

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии (без учета хоз. нужнд), Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	**1884**	1872	0	12
	р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	**8468**	8390	0	78
	с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	**1383**	1383	0	0
	с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	**1340**	1284	0	56
	с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	**6156**	6156	0	0
	с.Карымск	ООО «Тепловик»	**2273**	2140	0	133
МО г. Усть-Илимск	г. Усть-Илимск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ	**1810627**	н\д	н\д	н\д
Нижнеилимский	п.Видим	ООО «Теплос»рвис"	**268**	268	0	0
	г.Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	**530208**	н\д	н\д	н\д
	п.Видим	ООО «Теплосервис»МОУ ВидимскаяСОШ	**870**	870	0	0
	п. Хребтовая	ООО «Теплосервис»	**650**	650	0	0
	п.Семигорск	МОУ «Семигорская СОШ»	**662**	662		
Нижнеудинский	Усть-Рубахинское МО	ООО «Теплосервис»	**3418**	3418		
	Алзамайское МО	ООО «ХОРС»	**800**	800		
	Нижнеудинское МО	ООО «Нижнеудинское коммунальное управление»	**147157**	123646		23511
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	**5688***	5688*		
	Ольхонское МО	ООО «Тепловик+»	**1325***	1325*		
Слюдянский	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	**141152**	119362		21790

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии (без учета хоз. нужнд), Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
	Портбайкаль	ООО «Байкальское коммунальное предприятие»	**1117**	1111		6
	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	**128052**	115367	4037	8648
	Култук	ООО «Комплекс коммунальных систем»	**14794**	12441		2353
Тайшетский	г. Тайшет	ООО «Маяк»	**7520**	**7520**		
	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	**4183**	2645	1538	
Тулунский	г. Тулун	МУСХП «Центральное»	**19983***	10647*		9336*
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	**1523,9**	1521,9		2,0
Усть-Кутское	Верхнемарковское МО	ООО «Теплосервис»	**15122**	11413		3183
	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	**19086**	13960		
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	**8150***	8150		
	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	**1230**	1230		
	Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	**1134**	1098		36
Черемховский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	**н/д**	н/д	н/д	н/д
	Черемхово	ООО «ЖКХ»	н/д	н/д	н/д	н/д
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	**104269**	104269	0	0
	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	**28509**	28509	0	0
	р.п. Чунский	ООО «Ресурс»	**30749**	30749	0	0
Шелеховский	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	**632154**	н\д	н\д	н\д

* - на момент формирования СИПРЭ данные за 2021 год предоставлены не были, указаны данные за 2020 год

В структуре потребления тепловой энергии за рассматриваемый период значительных изменений не произошло.

Доля промышленности увеличилась и в 2020 г. достигла 61,8%, при этом сокращение доли теплопотребления непромышленных предприятий сократилась с 11,2% в 2019 г. до 10,8% в 2020 г.

Доля потребления тепловой энергии населением в общей структуре теплопотребления уменьшилась и в 2020 г. составила 28,4%, доля коммунальной сферы уменьшилась и на конец рассматриваемого периода составила 9,8%.

Детализированная структура отпуска тепловой энергии по итогам 2021 года от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» представлена далее в таблице 2.8.7.

Таблица 2.8.7. Структура отпуска тепловой энергии от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» по видам теплоносителя

Наименование источника тепловой энергии	**Отпуск тепла в паре, Гкал**				**Отпуск тепла в горячей воде, Гкал**	**Итого суммарный отпуск тепла (ст.6-9 + ст.10), Гкал**	**В т.ч. за счет когенерации (от ст.11), Гкал**
	пар 2,5-7,0	**пар 7,0-13,0**	**пар свыше 13,0**	**острый и редуци-рованный пар**			
Уч. №1 ТЭЦ-9	Выведен из эксплуатации 01.01.2022						
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	56 191	-	-	-	575 963	632 154	464 029
ТЭЦ-6	1 340	985 411	-	-	1 305 188	2 291 939	1 808 192
ТЭЦ-9	4 942	164 920	2 489 251	175 011	3 325 265	6 159 389	3 949 524
ТЭЦ-10	-	-	-	-	325 176	325 176	330 050
ТЭЦ-11	-	-	-	-	948 676	948 676	915 410
ТЭЦ-12	-	-	-	-	363 545	363 545	257 987
ТЭЦ-16	32 040	-	-	-	498 168	530 208	423 815
Н-ИТЭЦ	-	25 209	-	112 366	5 004 170	5 141 745	4 350 466
У-ИТЭЦ	-	191 468	-	-	1 619 159	1 810 627	1 631 144
Н-ЗТЭЦ	-	339 505	333 534	29 885	867 353	1 570 277	1 376 180
ТИиТС ТЭЦ-6	72 881	-	-	-	1 283 594	1 356 475	438 413

* - на момент формирования СИПРЭ данные за 2021 год предоставлены не были, указаны данные за 2020 год

На основании представленных данных по потреблению топлива за 2021 год сформированы показатели потребления топлива источниками выработки тепловой энергии - см. таблицу 2.8.8.

Таблица 2.8.8. Данные по расходу топлива источниками тепловой энергии

Район	Населенный пункт	Источник/ТСО	Потребление топлива всего, т.у.т.	Природный газ, т.у.т.	Мазут, т.у.т.	Дизельное топливо, т.у.т.	Уголь, т.у.т.	Прочее, т.у.т.
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	1 158,3*				1 158,3*	
Баяндайский	с.Баяндай	Центральная котельная	908,1				908,1	
Бодайбинский	Жукинское СП	МУП «Тепловодо-снабжение п.Перевоз»	1590,47				1590,47	
	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	2 681,3				2 681,3	
Боханский	МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	1 179,0*				1 179,0*	
	МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	1 727,0*				1 727,0*	
Братский	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6	232 832,0	15 427	407		214 876,0	2 122,0
	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	518 514,0		522		517 992,0	
ГО г. Ангарск	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	Выведен из эксплуатации 01.01.2021г.					
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	1 406 527,0		1 609		1 404 918,0	
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	1 167 122,0		2 370		1 164 752,0	
ГО г. Зима	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	6 489,5*				6 489,5*	
ГО г. Иркутск	г. Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	99 950,0*		27090*		72 860,0*	
	г. Иркутск	АО «Байкалэнерго»	281 313,0*		5036*		276 277,0*	
	г. Иркутск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	1 288 136,0		2 046		1 289 090,0	

Район	Населенный пункт	Источник/ТСО	Потребление топлива всего, т.у.т.	Природный газ, т.у.т.	Мазут, т.у.т.	Дизельное топливо, т.у.т.	Уголь, т.у.т.	Прочее, т.у.т.
ГО г. Саянск	г. Саянск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Зиминская ТЭЦ	564 587,0		565		564 022,0	
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	341 446,0		740		340 706,0	
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	67 588,0				67 588,0	
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	2 771,7*	1283,88*			496,0*	991,88*
Зиминский	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	309,5				309,5	
	с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	424,2				424,2	
	п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	1 068,0				1 068,0	
		ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	1 369,0				1 369,0	
	с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	1 711,9				1 711,9	
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	1 534,0					1533,95
МО г. Усть-Илимск	г. Усть-Илимск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ	438 941,0		318		438 623,0	
Нижнеилимский	г. Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	97 205,0		133		97 072,0	
Нижнеудинский	Алазамайское МО	ООО «ХОРС»	1329				1329	
		Ремонтно-механическое депо г. Алзамай «ВРК-1»	2428				2428	
	Усть-Рубахинское МО	ООО «Теплосервис»	1301				1301	
	Нижнеудинское МО	ООО «Нижнеудинское коммунальное управление»	41686				41686	
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	647,9*				647,9*	

Район	Населенный пункт	Источник/ТСО	Потребление топлива всего, т.у.т.	Природный газ, т.у.т.	Мазут, т.у.т.	Дизельное топливо, т.у.т.	Уголь, т.у.т.	Прочее, т.у.т.
	Ольхонское МО	ООО «Тепловик +»	2 202,0*				2 202,0*	
Слюдянский	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	31853,5				31853,5	
	Портбайкаль	ООО «Байкальское коммунальное предприятие»	161,4				161,4	
	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	51299,0		52,0		51247,0	
	Култук	ООО «Комплекс коммунальных систем»	3583,4				3583,4	
Тайшетский	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	1496,7				1286,5	212,2
	г. Тайшет	ООО «Маяк»	2137				2137	
Тулунский	г. Тулун	ООО «Теплосервис»	144,7*				144,7*	
	г. Тулун	МУП «Афанасьевское»	227,2*				227,2*	
	г. Тулун	МУСХП «Центральное»	5 725,0*				5 725,0*	
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	1400,3				1400,3	
Усть-Кутский	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	313,5				313,5	
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	1168				1168	
	Верхнемарковское МО	ООО «Теплосервис»	3 103	3103				
Черемховский	Черемхово	ООО «ЖКХ»	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Ресурс»	5 585,0				5 585,0	
	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	5 416,0				5 416,0	
	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	19 237, 7				19 237, 7	
Шелеховский	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	119 957,0		160		119 797,0	

* - на момент формирования СИПРЭ данные за 2021 год предоставлены не были, указаны данные за 2020 год

На основании актуализированных данных от ООО «Байкальская энергетическая компания по фактически сложившимся показателям по итогам 2021 года выполнено сравнение нормативных показателей потребления топлива и удельного расхода с фактическими показателями представлено далее в таблице 2.8.9 и 2.8.10.

Таблица 2.8.9. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания на 2021 год

Наименование источника тепловой энергии	**Расход топлива на отпуск энергоресурсов, т.у.т. в год**			
	Электроэнергия		**Тепловая энергия**	
	норматив	**факт**	**норматив**	**факт**
Уч. №1 ТЭЦ-9	Выведен из эксплуатации 01.01.2021			
ШУ Н-ИТЭЦ	27 427	27 426	92 530	92 531
ТЭЦ-6	169 115	169 124	349 390	349 390
ТЭЦ-9	471 829	472 128	931 298	934 399
ТЭЦ-10	1 105 666	1 108 583	58 139	58 539
ТЭЦ-11	181 268	181 022	160 505	160 424
ТЭЦ-12	15 394	15 506	52 197	52 082
ТЭЦ-16	19 998	19 998	77 224	77 207
Н-ИТЭЦ	621 907	623 554	665 226	664 582
У-ИТЭЦ	192 071	192 124	246 696	246 817
Н-ЗТЭЦ	331 304	331 114	233 466	233 473
ТИиТС ТЭЦ-6	13 592	13 606	109 352	109 432
Всего:	**3 149 571**	**3 154 185**	**2 976 023**	**2 978 876**

Таблица 2.8.10. Сравнение нормативных и фактических показателей удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и теплоэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2021 год

Наименование источника тепловой энергии	**Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии**		**Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии**	
	норматив	**факт**	**норматив**	**факт**
	г.у.т./кВт*ч	**г.у.т./кВт*ч**	**кг.у.т./Гкал**	**кг.у.т./Гкал**
Уч. №1 ТЭЦ-9	Выведен из эксплуатации 01.01.2021			
ШУ Н-ИТЭЦ	473,14	473,13	146,37	146,37
ТЭЦ-6	342,36	342,38	151,87	151,87
ТЭЦ-9	337,83	338,04	151,24	151,74
ТЭЦ-10	414,08	415,17	173,70	174,90
ТЭЦ-11	445,17	444,57	167,30	167,22
ТЭЦ-12	421,64	424,71	143,58	143,26
ТЭЦ-16	434,09	434,09	147,29	147,25
Н-ИТЭЦ	280,19	280,93	129,16	129,04
У-ИТЭЦ	298,66	298,74	135,89	135,96
Н-ЗТЭЦ	356,32	356,12	147,41	147,41
ТИиТС ТЭЦ-6	424,29	424,72	157,45	157,56

В таблице 2.8.11 приведена информация об установленной мощности источников тепловой энергии

Таблица 2.8.11. Сведения об установленной мощности источников тепловой энергии

Населенный пункт	**ТСО**	**Источник тепловой энергии**	**Количество установок тепловой генерации, шт.**	**Установленная тепловая мощность, Гкал/ч**
Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	КВ Нефтяников	4	2
Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	ЦРБ	3	4
д.Загатуй	Средняя школа	Котельная	2	1,04
д.Кокорино	Основная школа	Котельная	н/д	н/д
д.Люры	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Бадагуй	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Байша	Основная школа	Котельная	3	0,6
с.Баяндай	Центральная котельная	Котельная	2	3,6
с.Баяндай	Детский сад №2	Котельная	2	0,172
с.Баяндай	Больница	Котельная	3	1,02
с.Васильевск	Средняя школа	Котельная	2	0,64
с.Нагалык	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Ользоны	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Ользоны	Детский сад	Котельная	1	0,17
с.Ользоны	Участковая больница	Котельная	н/д	н/д
с.Покровка	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Половинка	Средняя школа	Котельная	н/д	н/д
с.Тургеньевка	Средняя школа	Котельная	3	0,6
с.Тургеньевка	Детский сад	Котельная	н/д	н/д
с.Хадай	Средняя школа	Котельная	2	0,64
с.Хогот	Средняя школа	Котельная	2	1,04
с.Хогот	Участковая больница	Котельная	1	0,34
Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	БМК	3	6
Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	БМК ул.Заречная, 8а	1	2
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная «Центральная»	4	4,5
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная ЦРБ	3	3,98
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная ДС	2	1
МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	Котельная СХТ	2	2
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Тарасинская СОШ	1	0,344

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Дундайская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Укырская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Тарасинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Середкинская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Середкинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Казачинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Н-Идинский д.сад	1	0,086
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Олонская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	В-Идинская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Беретская СОШ	1	0,344
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Казачинская СОШ	1	0,344
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-6	9	1442,6
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-7	6	300,84
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Районная Галачинская котельная	4	302,00
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (БМК)	7	25,8
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Электрокотельная «Гидростроитель»	8	62
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная по ул. Геофизической	1	1,1
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального	Котельная «Братское взморье»	2	2,31

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	образования города Братска (МП «ДГИ»)			
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная ж.р. Порожский, ул. Морская	1	0,32
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная Школы 17	1	0,05
г.Братск	ООО «АТК»	Котельная-Сибтепломаш, г. Братск	5	148,8
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»	Выведен из эксплуатации 01.01.2021г.	
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-10	16	563
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-9	21	2416,76
г.Зима	ООО «Комфорт-Сити»	Котельная №1, 3, 4, 7, 8, 9, 12, 13	26	43,88
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Ново-Иркутская ТЭЦ	8	1729,1
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Ново-Ленино»	21	156,52
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Байкальская»	6	51,6
п. Листвянка	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Байкал»	4	3,44
п. Култук	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Култук»	3	0,26

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
п. Бурдугуз	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Бурдугуз»	4	1,38
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «НЧИ-4», ул. Иртышская, 5	7	5,72
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная Северного промузла (КСПУ), ул. Розы Люксембург, 216	5	225
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Электрокотельная п. Вересовка	4	0,775
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «ИЗО»	3	10,08
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. 1 Московская, 1	3	16,2
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	отельная «Комбинат Иркут», ул. Шахтерская 22	7	4,33
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная, ул. Воровского, 18а	4	4,03
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Школа №20», ул. Дорожная, 29а	2	0,448
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная по ул. 4-я Советская, 1а	5	2,125
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ДИБ АО «Байкалэнерго» по ул. Маршала Конева, 90	1	0,56
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Радищева, 67	4	3,7
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Вьюжная, 2	8	7,06
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Напольная, 90	3	17,43
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Нестерова,14	3	2,1
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Нестерова,32	4	3,9
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Зимняя,6	6	7,25
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Сварщик» ул. Освобождения, 58	6	8,25
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Ленская, 6	10	7,26
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Баррикад,145	7	9
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная ул. Баррикад,159	8	9,03
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная «Школа № 73», ул. Радищева, 132	2	0,634

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	Котельная завода ООО «Стройдеталь», ул. Черского, 1	2	16,9
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №1	1	15
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №2	6	160
г.Иркутск	ПАО «НПК «Иркут»	котельная ИАЗ №3	6	105
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная ОАО «Мясокомбинат «Иркутский», Полярная, 97	5	57,06
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	электрокотельная пос.Искра	4	13,76
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная №225 мкр.»Зеленый»	3	42,3
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная №226 мкр.»Зеленый»	4	36,4
г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	котельная ул.Каштаковская 21	4	4,765
г.Иркутск		Котельная ООО «ЧТЗ – Сер-вис» Трактовая, 4	2	1,4
г.Иркутск		Котельная ФГУ Научно-производственное геологическое предприятие «Иркутскгеофизика», ул. Олонская, 6	2	0,06
г.Иркутск		Котельная ООО «Максимовский карьер 2010» (бывшая котельная ОАО «Иркутский керамический завод»)	4	14,5
г.Иркутск		Котельная УПТОК «Сосновгеология» ул. Трактовая, 9	3	4,27
г.Иркутск		Котельная ООО «Бакалея», ул. Трактовая, 1	2	2,15
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутскпромстрой» ул. Трактовая, 18	3	12,8
г.Иркутск		СП Ленинский хлебокомбинат, ул. Тухачевского, 19	2	1,688

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		ОАО «РЭУ» улица Батарейная, 51	3	10,8
г.Иркутск		Котельная ООО «Профи» ул. Блюхера	1	0,86
г.Иркутск		Котельная ОАО «ВЖД» вагонно-ремонтное депо «Иркутск-Сортировочный»	3	10,8
г.Иркутск		Котельная ОАО «РЖД», ремонтно-локомотивное депо ТЧ-5 ст. «Иркутск-Сортировочный», Вокзальная, 8	3	10,8
г.Иркутск		Котельная СМТ «Стройиндустрия» филиала ОАО «РЖД строй», ст. Заводская, 1	2	2,15
г.Иркутск		Котельная СМТ «Стройиндустрия» филиала ОАО «РЖД строй» ул. Трактовая, 30	3	13,46
г.Иркутск		Котельная ООО «ИТЛК» ул. Розы Люксембург, 180	4	4
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутский завод нерудных материалов» ул.Курганская, 32	3	1,82
г.Иркутск		Котельная ООО «Стройтехник» ул. Полярная, 207а	1	0,69
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутскнефтепродукт » ул. Полярная, 199	2	5,93
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутская маслосырбаза» ул. Воровского, 29	2	2,8
г.Иркутск		Котельная ЗАО «Иркутскрайопторг», ул. О. Кошевого, 65	6	7,8
г.Иркутск	ООО «Иркутский промкомбинат облпотребсоюза»	Котельная ООО «Ироблпотребсоюз» ул. О. Кошевого, 61	1	0,01
г.Иркутск		Котельная ФГУП «НПО Микроген» МЗ РФ, ул. 3-я Летчиков,1А	3	2,58
г.Иркутск	ФГУП «ВГТРК» Иркутск	Котельная ФГУП «ВГТРК» ул. 4-я	5	3,35

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
		Советская, 1		
г.Иркутск		Котельная «ОМОН ГУВД» ул. Коммунистическая, 29	2	0,68
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Аль-таир» ул. Ширямова, 2	7	2,233
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Альфа» ул. Ширямова, 2	2	0,48
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Феникс» ул. Ширямова, 2	2	0,344
г.Иркутск		Котельная завода ЖБИ ОАО «Сибавиастрой», ул. Ширямова,101	2	4,5
г.Иркутск		Котельная ОАО «Международный аэропорт Иркутск» ул. Ширямова, 13	2	4,6
г.Иркутск		Электрокотельная ОАО «Молоко» ул. Байкальская, 265	3	6,45
г.Иркутск		Котельная ОАО «РЭУ» ул. Ширямова, 13	2	0,77
г.Иркутск		Котельная Иркутского завода сбор. ж-бетона, ул. Старокузьмихинская, 91	5	24,2
г.Иркутск		Котельная АО «Клинический курорт «Ангара», ул. 2-ая Железнодорожная,4	3	7,914
г.Иркутск		Котельная ООО «Паллада», ул. Набережная Иркута, 1	3	0,258
г.Иркутск		Электрокотельная ВСРП «Иркутская рем.-экспл. база флота» п. Затон	1	0,258
г.Иркутск		Котельная ООО кондитерская фабрика «Ангара» ул. Ангарская,22	2	3,6

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		Котельная ОАО «Стек» ул. Шевцова, 10	2	0,516
г.Иркутск		Котельная Автоколонны 1880, ул. Рабочего штаба, 59	2	1,12
г.Иркутск		Котельная «Почта России» ул. Мельничная, 4	1	0,69
г.Иркутск		Котельная ООО «Иркутскс-люда», ул. Рабочего Штаба,91	2	2,4
г.Иркутск		Котельная ООО «Атэк», ул. Че-лябинская,25	3	5,876
г.Иркутск		Котельная ООО «ТРООДОС», ул. Рабочего Штаба,35	1	0,6
г.Иркутск		Котельная ООО «Вариант», ул. М. Якутская,19	3	1,785
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Ремонтно-монтажный комбинат Иркутского Облпотребсоюза» ул. Каштаковская,1	2	0,088
г.Иркутск		Электрокотельная, рынок По-кровский ул. Челябинская,27а	5	0,1
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутский за-вод дорожных машин», ул. Пет-рова,44	2	2,24
г.Иркутск		Котельная «Белое созвездие», ул. Петрова, 18	2	0,7
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Спе-циальная коррекционная обще-образовательная школа VIII вида №14» ул, Фрунзе,16	4	0,602

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		Электрокотельная ОАО «Иркутскавтодор» ул. Рабочего штаба, 138	3	0,3
г.Иркутск		Котельная ОАО «Востоклесторг», п. Топка	2	0,102
г.Иркутск	ФКУ ИК-3 ГУФСИН России по Иркутской области	Котельная Исправительная колония №38/1, ул. Баррикад,63	8	7,2
г.Иркутск		Котельная МОУ ДОД ДЮСШ №3, ул. Каштаковская, 54	1	0,086
г.Иркутск		Котельная ООО «Промкобинат Иркутского Облпотребсоюза», ул. Напольная, 57б	2	1,204
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Ремонтно-Монтажный комбинат Иркутского Облпотребсоюза», ул. Каштаковская,53	3	0,078
г.Иркутск		Электрокотельная ЗАО «ГрегориМоторс», ул. Баррикад,24	4	0,516
г.Иркутск		Котельная ЖЭ(К)О № 10 г. Иркутска филиала ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России по ЦВО	6	3,954
г.Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	н/д	н/д	н/д
г.Саянск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Ново-Зиминская ТЭЦ	4	818,7
г.Усолье-Сибирское	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-11	8	1056,9
г.Черемхово	ООО «Байкальская энергетическая	ТЭЦ-12	2	217,52

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	компания»			
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Центральная»	2	0,43
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Школа 1»	4	1,55
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Модульная газовая котельная «Якорек»	2	0,189
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Геолог»	2	2,752
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Рудовка»	3	2,116
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Больница»	3	0,447
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Подстанция»	2	0,43
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Почта»	2	1,3
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «СХУ»	1	0,09
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Администрация»	3	0,813
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Тутура»	2	0,6
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Дальняя Закора»	2	0,688
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Петрово»	2	0,344
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Чикан»	5	1,3
п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	Котельная «Знаменка»	2	1
п.Ц.Хазан	ООО «Тепловик»	Котельная п.Ц.Хазан	2	1,05
п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	Котельная п.Ц.Хазан	2	2,3
с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	Котельная с.Басалаевка	2	0,7
с.Батама	ООО «Тепловик»	Котельная с.Батама СОШ	2	1,04
с.Батама	ООО «Тепловик»	Котельная с.Батама больница	2	1,16
с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Батама	2	0,215
с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	Котельная с.Кимильтей СОШ	2	0,8
с.Кимильтей	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Кимильтей	1	0,052
с.Кимильтей	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Кимильтей	1	0,34
с.Масляногорск	ООО «Тепловик»	Котельная с.Масляногорск СОШ	2	1
с.Масляногорск	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Масляногорск	1	0,26
с.Новолетники	ООО «Тепловик»	Котельная с.Новолетники	2	0,8
с.Перевоз	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Перевоз	1	0,129
с.Покровка	ООО «Тепловик»	Котельная с.Покровка	2	1,04

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
с.Самара	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Самара	2	0,172
с.Услон	ООО «МБА-Теплоэнерго»	Котельная с.Услон	1	0,052
с.Филлиповск	ООО «Тепловик»	Котельная с.Филлиповск	2	0,3
	ООО «Тепловик»	Котельная ХПП	2	0,6
	ООО «Тепловик»	Котельная база	2	1,2
	ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	Котельная №4 (войсковая часть)	8	6
Ербогачевское МО	МУП «Еробогаченское»	н/д	н/д	н/д
Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	Котельная №1, 2, 3	7	3,35
п.Игнино	ИП Майоров В.К.	Котельная «Центральная», п. Игнино	5	4
р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	Котельная «Школа №1» р.п. Куйтун	2	2
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «Детский сад «Кадинский», р.п. Куйтун	2	0,64
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «КБО», р.п. Куйтун	2	0,64
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «ЦРБ», р.п. Куйтун	3	1,78
р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	Котельная «МПКХ Центральная», р.п. Куйтун	2	1,6
с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	Котельная «Центральная», с. Каразей	2	1,6
с.Карымск	ООО «Тепловик»	Котельная «Карымск», с.Карымск	3	3,72
с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	Котельная «Центральная», с. Кундуй	2	1,6
с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	Котельная «Центральная», с. Чеботариха	2	1,6
г.Усть-Илимск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Усть-Илимская ТЭЦ	21	1020,81
Березняковское МО	ООО «Электрические котельные»	электрокотельная	4	20,64

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Видимское МО		Котельная СОШ	2	1
Видимское МО		Котельная д/с	3	1,5
г.Железногорск-Илимский	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-16	15	322,5
Коршуновское МО	ООО «Элит»	электрокотельная	3	15,6
Новоигирминское МО		Киевская №2	3	19,5
Новоигирминское МО		электрокотельная СОШ	4	0,25
Новоилимское МО		электрокотельная	4	8,35
п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	электрокотельная, ул.Энергетиков, 1А	2	0,28
Радищевское МО		котельная	3	6
Речушинское МО		котельная «Центральная»	4	2
Речушинское МО		котельная «Малая»	2	0,8
Речушинское МО		котельная «Больничная»	3	2,6
Рудногорское МО		котельная «ДКВр»	4	20
Семигорское МО		электрокотельная	2	0,2
Семигорское МО		электробойлерная Семигорской СОШ	3	0,19
Соцгородское МО		котельная Соцгородской СОШ	2	0,6
Хребтовское МО		котельная СОШ	2	1
Шестаковское МО		котельная	2	1,2
Янгелевское МО		котельная	4	8
г.Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	ТЭЦ г.Байкальск	3	292,8
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Центральная	4	57,4
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Перевал	3	11,193

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Рудо	3	15,211
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Стройка	5	5,1
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная СМП	4	3,6
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Дом ребенка	2	0,676
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Собственная база	2	0,518
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Ростелеком	2	0,598
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Мед. резерв	2	1,04
Утулик	ООО «УЖСК»	Котельная «№1	1	0,103
г.Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Котельная №1	4	60
г.Тайшет	МУП «ВиТ»	Котельная №1	3	1,5
г.Тайшет	МУП «ВиТ»	Котельная №2	4	4,8
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №1	3	2,7
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №2	2	1,4
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №3	2	1,16
г.Тайшет	ООО «Маяк»	Котельная №4	2	8
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №1	4	56
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №2	4	44,8
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №3	2	7,4
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №4	2	1,7
г.Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	Котельная №5	1	0,85
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №1	2	37,5
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №2 (ТУСМ)	5	5,5

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №3 (МБЛПУ «Городская больница»)	3	2,6
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №4 (МКОУСОШ №10)	3	0,415
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №5 (МКОУСОШ №16)	2	1,2
г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	Котельная №6 (ст.Тагул)	3	2,576
с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	Котельная с.Сосновка	2	2
Верхнемарковское МО	ООО «Теплосервис»	Котельная п.Верхнемарково	3	9
Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	Котельная №1	3	6,45
Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	Котельная №1	3	11,9
Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	котельная	2	2,32
Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	электрокотельная №1	3	0,258
Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	электрокотельная №2	2	0,2
Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	Котельная №1	4	20
Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	Котельная №2	2	0,3
Черемхово	ООО «МБА-ТЕПЛОЭНЕРГО»	теплоисточник с.Алехино	2	2,328
Черемхово	ООО «ТК Белая»	теплоисточник с.Голуметь	3	3,017
Черемхово	ООО «МБА-ТЕПЛОЭНЕРГО»	теплоисточник с.Лохово	4	2,414
Черемхово	ООО «Акваресурс»	теплоисточник с.Новогромово	2	2
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Онот	2	0,7
Черемхово	ООО «Акваресурс»	теплоисточник с.Парфеново	3	1,284
Черемхово	ООО «МБА-ТЕПЛОЭНЕРГО»	теплоисточник с.Рысево	3	1,631
Черемхово	ООО «СТЭК-М»	теплоисточник р.п.Михайловка	2	97,5
р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	Котельная	4	80
р.п. Чунский	ООО «Ресурс»	Котельная Лесогорск	3	16,8
р.п. Чунский	ООО «Ресурс»	Котельная ПМК	3	3,75
г.Шелехов	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ШУ Н-ИТЭЦ	7	346,7

2.9. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе

К основным потребителям тепловой энергии относятся промышленный комплекс, жилищно-коммунальный комплекс и бюджетная сфера Иркутской области, имеющие отопительно-вентиляционные нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологические нагрузки промпредприятий.

Данные по количеству, установленной мощности котельных и подключенной нагрузке в крупных городах области и в районах представлены в таблице 2.9.1.

Таблица 2.9.1. Данные по системам теплоснабжения от котельных крупных муниципальных образований Иркутской области

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		КИУТ, %
				Гкал/ч	%	
г. Братск	6	162,58	109,39	53,19	33%	67%
г. Зима	10	45,42	31,03	14,39	32%	68%
г. Иркутск	33	826,3	800,1	26,2	3%	97%
г. Свирск	3	83,28	49,34	33,94	41%	59%
г. Тулун	23	136,34	80,9	55,44	41%	59%
г. Усть-Илимск	2	3,16	1,2	1,96	62%	38%
г. Черемхово	15	30,34	11,7	18,64	61%	39%
Ангарский район	3	8,78	3,42	5,36	61%	39%
Балаганский район	20	11,28	7,64	3,64	32%	68%
Бодайбинский район	21	166,26	74,99	91,27	55%	45%
Братский район	57	132,6	69,23	63,37	48%	52%
Жигаловский район	18	13,3	4,2	9,1	68%	32%
Заларинский район	31	93,94	36,64	57,3	61%	39%
Зиминский район	27	24,23	7,04	17,19	71%	29%
Иркутский район	38	86,61	42,66	43,95	51%	49%
Казачинско - Ленский район	11	49,1	35,59	13,51	28%	72%
Катангский район	8	6,1	4,4	1,7	28%	72%
Качугский район	41	28,81	12,68	16,13	56%	44%
Киренский район	18	71,7	44,7	27	38%	62%
Куйтунский район	45	47,23	26,1	21,13	45%	55%
Мамско-Чуйский район	9	46,92	16,64	30,28	65%	35%
Нижнеилимский район	21	176,83	100,57	76,26	43%	57%
Нижнеудинский район	76	191,49	90,88	100,61	53%	47%
Ольхонский район	11	15,17	12,51	2,66	18%	82%
Слюдянский район	21	97,96	58,39	39,57	40%	60%
Тайшетский район	66	225,05	93,11	131,94	59%	41%
Тулунский район	43	28,36	18,58	9,78	34%	66%
Усольский район	40	136,13	77,58	58,55	43%	57%
Усть-Илимский район	13	98,84	55,8	43,04	44%	56%
Усть-Кутский	21	321,7	183,09	138,61	43%	57%

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		КИУТ, %
				Гкал/ч	%	
район						
Усть-Удинский район	18	19,3	12	7,3	38%	62%
Черемховский район	23	118,04	33,53	84,51	72%	28%
Чунский район	30	115,57	44,59	70,98	61%	39%
Шелеховский район	18	14,84	4,36	10,48	71%	29%
Аларский район	37	11,7	10,38	1,32	11%	89%
Баяндаевский район	19	12,32	3,8	8,52	69%	31%
Боханский район	32	13,12	10,4	2,72	21%	79%
Нукутский район	20	12,41	5,77	6,64	54%	46%
Осинский район	18	7,89	4,77	3,12	40%	60%
Эхирит-Булагатский район	25	40,29	27,27	13,02	32%	68%
Итого	**991**	**3731,29**	**2316,97**	**1414,32**	-	-

В целом в ряде городов и районов существует значительный запас мощности на котельных, который варьируется от 6 до 70% от их установленной мощности.

Низкий коэффициент использования обуславливает неэффективную работу котельных, а достаточно высокий ее резерв увеличивает финансовую нагрузку на бюджет и население и формирует завышенные тарифы на тепловую энергию для потребителей. Для нормальной работы достаточно иметь резерв на уровне 25%. Другой проблемой является то, что этот резерв не равномерно распределен по территориям.

Анализ соотношения величин установленной мощности и подключенной нагрузки по муниципальным образованиям показывает, что наибольшее превышение установленной мощности относительно присоединенной нагрузки имеется в Ангарском, Жигаловском, Заларинском, Зиминском, Мамско-Чуйском, Тайшетском, Черемховском, Чунском, Шелеховском и Баяндаевском районах, а также в городах Усть-Ильимск и Черемхово.

Наиболее крупные промышленные потребители с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия на 2021 г.:

- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске – 627,0695 Гкал/ч (5007 тыс. Гкал);
- Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске – 225 Гкал/ч (301 тыс. Гкал);
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» – 732,33 Гкал/ч (3033,406 тыс. Гкал);
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» –117,98 Гкал/ч (120,7 тыс. Гкал);
- ПАО «Коршуновский ГОК» – 61,41 Гкал/ч (175 тыс. Гкал);
- ПАО «РУСАЛ Братск» – 315,89 тыс. Гкал;
- АО «Иркутсккабель» – 44,173 Гкал/ч (53,66 тыс. Гкал);
- ПАО «Корпорация Иркут» – 543,6 тыс. Гкал;
- ООО «Компания «Востсибуголь» – 72,9 тыс. Гкал;

Таблица 2.9.2. Наиболее крупные промышленные потребители, включая системы теплоснабжения крупных МО, с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	**Крупные потребители**	**Договорная нагрузка,**
Шелеховский уч. НИТЭЦ (ТЭЦ-5)	Паровые нагрузки:	
	ПАО «РУСАЛ Братск»	16,9
	ОАО «Иркутсккабель»	8,6
	Горячая вода:	
	г. Шелехов	134,3
	ПАО «РУСАЛ Братск»	64,1
	ОАО «Иркутсккабель»	35,5
	ОАО «ИЭСК»	0,2
	ООО «ИнКомПро»	0,6
	ООО «Гранит»	0,1
Усть-Илимская ТЭЦ (УИТЭЦ)	Паровые нагрузки:	
	ЛПК – АО «Группа Илим»	225
	Горячая вода:	
	г. Усть-Илимск	696,2
ТЭЦ-11	Горячая вода:	
	г. Усолье-Сибирское	400,5
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)	Паровые нагрузки:	110,2
	Горячая вода:	
	г. Саянск, г. Зима	304,2
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)	Паровые нагрузки:	
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8
	Филиал «пивоварня Хейнекен Байкал»	14
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4
	ООО «Блок+»	0,3
	Горячая вода:	
	Левобережная часть г. Иркутска	691,9
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7
	р.п. Марково	16
	ООО «СибТех»	1,8
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,8
	Спортивно-оздоровительный комплекс НИТЭЦ	0,2
	ООО «БСЭС-агро», ООО «Гурман»	1,1
	Правобережная часть г. Иркутска	1057,2
Котельная СПУ	Горячая вода:	
	г. Иркутск	349,1
ТЭЦ-12	Горячая вода:	
	г. Черемхово	133,4
ТЭЦ-16	Паровые нагрузки:	
	Коршуновский ГОК	9,5
	Горячая вода:	
	г. Железногорск-Илимский	116,4
	Коршуновский ГОК	51,9
ТЭЦ-6, ТИиТС ТЭЦ-6	Паровые нагрузки:	
	сторонние потребители	32,8
	ООО «СКДП»	16,8
	АО Группа «Илим»	424,9
	Горячая вода:	

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка,
	АО Группа «Илим»	202,1
	г. Братск	1024,9
Котельная №1	АО «Каравай»	0,65
Котельная на территории б/о «Юбилейный»	б/о «Юбилейный», б/о «Звездный», б/о «Героев Космонавтов»	15,85
ТЭЦ-10	г. Ангарск	1,6
ТЭЦ-9	Паровые нагрузки:	
	АО «АНХК»	197
	Горячая вода:	
	г. Ангарск	1393,5
	АО «АНХК»	234
	АО «АЭХК»	117,9
	АО «АНХК»	22

В таблице 2.9.3. представлен перечень основных крупных потребителей Иркутской области с указанием источников покрытия их нагрузок, типов используемых установок тепловой генерации, их тепловая и электрическая мощность, а также год ввода в эксплуатацию.

Таблица 2.9.3. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
ТЭЦ-6 (г. Братск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»
	1	ПТ-60-130/13	1965	60	156		
	2	Р-50-130/13	1965	50	187		
	3	ПТ-60-130/13	1971	60	156		
	4	Р-50-130/13/2	1973	50	187		
	5	Р-50-130/13	1977	50	187		
	Котлы						
	1	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	2	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	3	БКЗ-320-140 ПТ	1966			320	
	4	БКЗ-320-140 ПТ (выведен из эксплуатации)	1968			320	
	5	БКЗ-320-140 ПТ	1971			320	
	6	БКЗ-320-140 ПТ	1973			320	
	7	БКЗ-320-140 ПТ	1977			320	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	8	БКЗ-320-140 ПТ	1979			320	
	9	БКЗ-320-140 ПТ (выведен из эксплуатации)	1982			320	
	10	БКЗ-320-140 ПТ	1987			320	
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7) (г. Братск)	Парк турбинного оборудования						
	1	АР-6-35/5	1961	6	38		
	2	АР-6-35/6	1963	6	43		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1989			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1963			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1965			75	1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1980			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ	1983			75	
	7	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	8	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1987			75	
	9	БКЗ-75-39 ФБ	1990			75	
ЦРГК ТЭЦ-6	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	3	КВ-ТК 100-150-6			100		
	4	КВ-ТК 100-150-6(выведен из эксплуатации)			100		
	5	КВ-ТК 100-150-6			100		
ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						1. АО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. АО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. АО «Ангарский завод полимеров»
	1	ПТ-60-130/13	1963	60	144		
	2	ПТ-50-130/13	1963	50	144		
	3	Р-50-130/15	1964	50	188		
	4	Р-50-130/15	1968	50	188		
	5	Т-60/65-130	1966	60	105		
	6	Т-60/65-130	1969	60	105		
	7	Т-100/110-130	1980	110	184		
	8	Р-100-130/15	1983	100	359,7		
	Котлы						
	1	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	2	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	3	ТП-85-140ПТ	1964			420	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	4	ТП-85-140ПТ	1966			420	4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	5	ТП-81-140ПТ	1967			420	
	6	ТП-81-140ПТ	1969			420	
	7	ТП-81-140ПТ	1972			420	
	8	ТП-81-140ПТ	1980			420	
	9	ТП-81-140ПТ	1983			420	
	10	ТП-81-140ПТ	1985			420	
	11	ТП-81-140ПТ	1988			420	
ТЭЦ-10 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	1	ПТ-60-90/13	1959	60	173		
	2	К-150-130	1960	150	40		
	3	К-150-130	1960	150	40		
	4	К-150-130	1960	150	40		
	5	К-150-130	1961	150	40		
	6	К-150-130	1961	150	150		
	7	К-150-130	1961	150	40		
	8	К-150-130	1962	150	40		
	Котлы						
	1	ТП-10	1959			220	
	2	ТП-10	1959			220	
	3	ПК-24	1960			270	
	4	ПК-24	1960			270	
	5	ПК-24	1960			270	
	6	ПК-24	1960			270	
	7	ПК-24	1960			270	
	8	ПК-24	1960			270	
	9	ПК-24	1961			270	
	10	ПК-24	1961			270	
	11	ПК-24	1961			270	
	12	ПК-24	1961			270	
	13	ПК-24	1961			270	
	14	ПК-24	1961			270	
	15	ПК-24	1961			270	
	16	ПК-24	1962			270	
ТЭЦ-11 г. Усолье-Сибирское	Парк турбинного оборудования						1. АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-25-90/10	1959	22	100		
	2	ПТ-25-90/10	1960	19	72		
	3	ПТ-50-130/13	1961	50	145		
	4	Т-50-130	1964	50	98		
	5	Р-50-130/13	1965	50	190		
	6	Т-50-130	1966	50	109		
	7	Р-30-130/13 (выведен из эксплуатации)	1967	30			
	8	Т-79,3-130	1971	79,3	143		
	Котлы						
	1	БКЗ-160-100 Ф	1959			160	
	2	БКЗ-160-100 Ф	1960			160	
	3	БКЗ-210-140	1961			210	
	4	БКЗ-210-140	1962			210	
	5	ТП-85	1964			420	

Источник	Ст. №	Тип установки (выведен из эксплуатации)	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	6	ТП-85	1965			420	
	7	ТП-81	1967			420	
	8	ТП-81	1968			420	
	9	ТП-81	1986			420	
ТЭЦ-12 (г. Черемхово)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсибуголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/5/1,2М	1994	6	34		
	2	Р-6-3,4/0,5-1	2011	6	40		
	Котлы						
	7	ТП-30	1954			30	
	8	ТП-30	1954			30	
	9	БКЗ-75-39 ФБ	1976			75	
	10	БКЗ-75-39 ФБ	1978			75	
	11	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	1	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
	2	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
	3	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
	4	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
ТЭЦ-16 г. Железногорск-Илимский	Парк турбинного оборудования						1. ПАО «Коршуновский ГОК» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/10/1,2	1993	6	44		
	2	Р-12-35/5	2006	12	73		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1966			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1975			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	КЭПР-2500/10+ЭПП-270/0,4	2008	2,77			
	7	КЭПР-2500/10+ ЭПП-270/0,4	2008	2,77			
	8	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	9	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	10	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	11	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	12	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	13	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	14	КЭВ-10000/10	1998	10			

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
		5Ц2					
	15	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск)	Парк турбинного оборудования						1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1975	60	146		
	2	ПТ-60-130/13	1976	60	146		
	3	Т-175/210-130	1980	175	280		
	4	Т-175/210-130	1984	175	280		
	5	Т-185/220-130	1987	185	290		
	6	Р-50-130/13	2013	53	190		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1975			420	
	2	БКЗ-420-140-6	1976			420	
	3	БКЗ-420-140-6	1979			420	
	4	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	5	БКЗ-500-140-1С	1984			500	
	6	БКЗ-500-140-1С	1985			500	
	7	БКЗ-500-140-1С	1989			500	
	8	БКЗ-820-140-1С	1997			820	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов 2. АО «Кремний» 3. АО «Иркутсккабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	АР-6-35/6	1961	6	40		
	2	АР-6-35/3	1961	6	30		
	3	АР-6-35/3	1961	6	30		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1960			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1961			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1962			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1965			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ	1979			75	
	7	БКЗ-75-39 ФБ	1982			75	
Усть-Илимская ТЭЦ (г. Усть-Илимск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1978	60	169		
	3	Т-100/120-130-3	1979	110	184		
	4	Р-50-130/13	1980	50	188		
	5	Т-110/120-130	1980	110	184		
	6	Т-185/220-130	1990	185	290		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140 ПТ-2	1978			420	
	2	БКЗ-420-140 ПТ-2	1979			420	
	3	БКЗ-420-140 ПТ-2	1979			420	
	4	БКЗ-420-140	1980			420	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
		ПТ-2					
	5	БКЗ-420-140 ПТ-2	1981			420	
	6	БКЗ-420-140-9 (выведен из эксплуатации)	1983			420	
	7	БКЗ-420-140 ПТ-2	1990			420	
Ново-Зиминская ТЭЦ (г. Саянск).	Парк турбинного оборудования						1. АО «Саянскхим-пласт» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-80/100-130/13	1981	80	210		
	2	ПТ-100/114-130/13	1982	100	196		
	3	ПТ-80/100-130/13	1983	80	210		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	2	БКЗ-420-140-6	1981			420	
	3	БКЗ-420-140-6	1983			420	
	4	БКЗ-420-140-7	1990			420	

На основании представленной муниципальными образованиями информации по системам централизованного теплоснабжения и актуальным схемам теплоснабжения составлен сводный перечень протяженности тепловых сетей - см. таблицу 2.9.4.

Таблица 2.9.4. Перечень протяженности систем централизованного теплоснабжения Иркутской области

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	3,176	0,06	3,116
Балаганский	н/д	н/д			
Баяндаевский	с.Баяндай	локальные котельные	4,303	0,23	0
Бодайбинский	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	15,19	9,11	1,325
Бодайбинский	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	6,15	0,9	0,4

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Боханский	МО «Бохан»	ООО «Областные коммунальные системы»	3,329	0,98	0,044
ГО г.Саянск	г.Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	77,401	0,163	0,166
ГО г.Ангарск	г.Ангарск	Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»	н/д		
ГО г.Братск	г.Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	394,633	149,017	1,155
ГО г.Братск	г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	3,25	0	0
ГО г.Братск	г.Братск	ООО «ПБТР»	31	28	0
ГО г.Зима	г.Зима	ООО «Комфорт-Сити»	17,507	8,777	0,123
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	УТС Н-ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	569,946		3,075
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	АО «Байкалэнерго»	120,07		
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	ООО «Сетевая компания «Иркут»	40,988		
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	78,711		

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
ГО г.Иркутск	г.Иркутск	ООО «Актив Энерго»	2,311		
ГО г.Саянск	г.Саянск	АО «Байкалэнерго»	16,085	0	0
ГО г.Тулун	г.Тулун	АО «Байкалэнерго»	н/д		
ГО г.Усолье-Сибирское	г.Усолье-Сибирское	АО «Байкалэнерго»	н/д		
ГО г.Усть-Илимск	г.Усть-Илимск	ПАО «НПК «Иркут»	177,501	128,46	0,482
Ербогаченский	Ербогаченское МО	ПАО «НПК «Иркут»	н/д		
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	10,323		
Заларинский	н/д	МУП «ТеплоЭнергосервис г.Иркутска»	н/д		
Зиминский	г.Зима	ООО «Теплосервис»	33,346	19,675	0,9906
Зиминский	г.Зима	ООО «Тепловик»	3,09	1,3	0,5
Зиминский	г.Зима	ООО «Водоканал»	3,58	1,7	0,3
Зиминский	г.Зима	ЖСК №20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	6,799	3,5	0
Зиминский	г.Зима	ООО «МБА-Теплоэнерго»	1,444	0,153	0
Зиминский	г.Зима	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	3,6	3,06	0
Казачинско-Ленский	Мартыновское СП	ТС отсутствуют			
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	3,655	0	0,4
Катангский	Ербогаченское МО	МУП «Катангская ТЭК»			
Киренский	Петропавловское МО	ТС отсутствуют			

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	0,6786	0,3	0,2
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	1,7	0,5	0,08
Куйтунский	с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	4,6	0,8	0,4
Куйтунский	с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	0,8	0,2	0
Куйтунский	с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	5,8	1	0
Куйтунский	п.Игнино	ИП Майоров В.К.			
Куйтунский	с.Карымск	ООО «Тепловик»	2	0,4	0
Нижнеилимский	Березняковское МО	ООО «Электрические котельные»	7,09	0,64	
Нижнеилимский	Видимское МО		0,358	0,198	
Нижнеилимский	Коршуновское МО	ООО «Элит»	4,47	0,17	
Нижнеилимский	Новоигирминское МО	н/д	18,26	2,24	
Нижнеилимский	Новоилимское МО	н/д	4,71	1,26	
Нижнеилимский	п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	0,103		
Нижнеилимский	Радищевское МО	н/д	4,07	0,54	
Нижнеилимский	Речушинское МО	н/д	7,732	0,85	
Нижнеилимский	Рудногорское МО	н/д	19,4	9,68	
Нижнеилимский	Семигорское МО	н/д	0,051	0	
Нижнеилимский	Соцгородское МО	н/д	0,25	0	
Нижнеилимский	Хребтовское МО	н/д	0,18	0	
Нижнеилимский	Шестаковское МО	н/д	0,34	0,09	
Нижнеилимский	Янгелевское МО	н/д	8,6	2	

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Слюдянский	г.Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	5,1	5,1	
Слюдянский	г.Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	31,364	21,07	0,705
Слюдянский	п.Утулик	ООО «УЖСК»	0,25	0,12	
Тайшетский	г.Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	14,76	13	14,76
Тайшетский	г.Тайшет	МУП «ВиТ»	4,5	2	0
Тайшетский	г.Тайшет	ООО «Маяк»	2,979	1	0
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	2,273	0	0
Усть-Кутский	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	10,57	8,74	1,83
Усть-Кутский	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	4,227	1,2	
Усть-Кутский	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	9,324	2,512	0,75
Усть-Кутский	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	0,5	0,3	0,2
Усть-Кутский	Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	0,3	0,3	0
Усть-Кутский	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	7,924	4	0,5
Черемховский	Черемхово	ООО «ЖКХ»	14,213	5,496	2,085
Черемховский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	18,17	10,189	0,673
Чунский	р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	0,982	0,02	0
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	41,77	19,7	0
Чунский	р.п. Чунский	СПХ «Луч»	0,655	0,655	0

Район	Населенный пункт	ТСО	Общая протяжённость тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	Протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в двутрубном исчислении, км	Протяжённость реконструированных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	9,285	3,3	0

2.10. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем отчетном году

В Иркутской области расположены электростанции, принадлежащие ООО «Байкальская энергетическая компания», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Мамаканская ГЭС», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий.

В 2021 году состоялось завершение проекта по замене гидроагрегата Иркутской ГЭС (ГА№2 Пр32-В-720) (собственник - ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»). Установленная мощность ГА№2 изменилась с величины 82,8 МВт до 107,5 МВт (увеличилась на 24,7 МВт).

В 2021 году состоялся вывод из эксплуатации всего генерирующего оборудования участка №1 Иркутской ТЭЦ-9 (7 Р-25-90/18 и 9 ПТ-30-90/10) (собственник - ООО «Байкальская энергетическая компания»). В результате суммарная установленная мощность ООО «Байкальская энергетическая компания» уменьшилась на 54 МВт.

По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность электростанций Иркутской области составляла 13065,8 МВт.

На рисунке 2.10.1. настоящего раздела представлена информация по суммарной установленной мощности электростанций, действующих на территории Иркутской области в 2021 году.

Таблица 2.10.1. Суммарная установленная мощность электростанций, действующих в Иркутской области, по состоянию на пятилетний период, МВт

Показатель	Годы				
	2017	2018	2019	2020	2021
Установленная мощность всего на конец года	13162,10	13132,10	13132,10	13095,10	13065,80
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,40	9088,40	9088,40	9088,40	9113,10
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4073,70	4043,70	4043,70	4006,70	3952,70

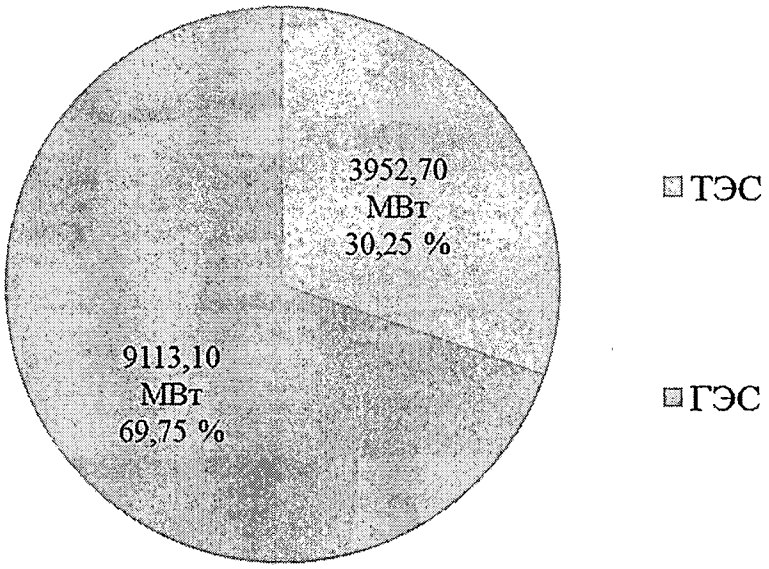


Рисунок 2.10.1. Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2021 г.

Резерв на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2021 году составляет 933,0 МВт.

2.11. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1. Состав электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2022

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»				
1	Иркутская ГЭС	687,10	–	1959
2	Братская ГЭС	4500,00	–	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840,00	–	1979
Станции АО «Мамаканская ГЭС»				
4	Мамаканская ГЭС	86,00	–	1963
Станции ООО «Теплоснабжение»				
5	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24,00	282,80	1965
Станции ООО «Байкальская энергетическая компания»				
6	Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,00	346,70	1960
7	Иркутская ТЭЦ-6	270,00	1442,60	1965
8	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7)	12,00	300,80	1961
9	ТЭЦ-9	540,00	2398,6	1963
10	ТЭЦ-10	1110,00	563,00	1959

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
11	ТЭЦ-11	320,30	1056,90	1959
12	ТЭЦ-12	12,00	217,52	1932
13	ТЭЦ-16	18,00	322,5	1965
14	Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	1729,10	1975
15	Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	1015,00	1978
16	Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	818,70	1980
Станции промышленных предприятий				
17	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,40	н/д	1979
18	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	101,00	н/д	1966

Таблица 2.11.2. Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний на 01.01.2022

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	42	9027,10
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	51	3783,30
АО «Мамаканская ГЭС»	4	86,00
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	3	24,00
ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	5	44,40
ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	7	101,00

Большую часть установленной мощности в энергосистеме Иркутской области занимают гидроэлектростанции, что является дешевым и надежным источником электроэнергии. Однако оборудование почти всех электростанций энергосистемы Иркутской области эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы (более 30 лет).

2.12. Состав объектов генерации в изолированных и труднодоступных районах Иркутской области

Информация по каждому объекту генерации: наименование генерирующего объекта, адрес генерирующего объекта, установленная мощность генерирующего объекта – МВт, далее информация за последние 5 лет по разбивке по годам: объем производства электрической энергии – кВтч, удельный расход условного (натурального) топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии в среднем за год – г.у.(н.)т./кВт, фактические ежегодные расходы на производство электрической энергии – млн. рублей, объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект – млн. рублей, одноставочный экономически обоснованный тариф для генерирующего объекта – рубль/кВтч приведена в таблицах 2.12.1 и 2.12.2.

Таблица 2.12.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Установленная мощность, кВт					Объем ежегодного производства электрической энергии, млн кВт.ч					Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Казачинско-Ленский район	Сельские поселения																
	Казачинское	ДЭС	30,0	30,0	30,0	30,0	н/д	0,1	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	329,0	287,0	н/д	н/д
			60,0	60,0	60,0	40,0	н/д	0,1	0,1	0,1	н/д	н/д	241,0	355,0	354,0	н/д	н/д
		АСЭС с. Ермаки	-	-	-	42,9	42,9	-	-	-	н/д	н/д	-	-	-	н/д	н/д
		АСЭС с.Карнаухово	-	-	40,0	40,0	40,0	-	-	н/д	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	н/д
	Карамское	ДЭС	300,0	300,0	300,0	200,0	н/д	0,3	0,6	0,4	н/д	н/д	311,0	352,0	358,0	н/д	н/д
	Мартыновское	ДЭС	90,0	90,0	90,0	30,0	н/д	0,1	0,2	0,1	н/д	н/д	281,0	348,0	359,0	н/д	н/д
			60,0	60,0	60,0	60,0	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	370,0	344,0	н/д	н/д
			30,0	30,0	30,0	30,0	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	331,0	394,0	371,0	н/д	н/д
Усть-Удинский район	Сельские поселения																
	Аносовское	ДЭС с. Аносово	1030,0	1030,0	1030,0	830,0	715,0	0,6	1,3	0,9	0,8	1,1	393,0	418,0	373,0	357,0	377,0
	Аталанское	ДЭС с. Аталанка	300,0	300,0	300,0	300,0	250,0	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	423,0	431,0	423,0	406,0	406,0
	Ключинское	ДЭС д. Ключи	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	365,0	425,0	419,0	390,0	389,8
	Подволочнское	ДЭС с. Подволочное	300,0	300,0	300,0	300,0	400,0	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	425,0	461,0	426,0	407,0	407,0
Катангский район	Сельские поселения																
	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	30,00	30,00	30,00	н/д	0,11	0,11	0,11	0,11	н/д	0,22	0,22	0,22	0,22	н/д
		ДЭС с. Хамакар	30,00	30,00	30,00	30,00	н/д	0,11	0,11	0,11	0,11	н/д	0,22	0,22	0,22	0,22	н/д
		ДЭС с. Оськино	20,00	20,00	20,00	20,00	н/д	0,74	0,74	0,74	0,74	н/д	0,23	0,23	0,23	0,23	н/д
		ДЭС д. Тетея	20,00	20,00	20,00	20,00	н/д	0,74	0,74	0,74	0,74	н/д	0,23	0,23	0,23	0,23	н/д
		ДЭС уч. Инаригда	5,00	5,00	5,00	5,00	н/д	0,19	0,19	0,19	0,19	н/д	0,21	0,21	0,21	0,21	н/д
		ДЭС с. Ербогачен	н/д	3950,0	4060,0	4970,0	4970	н/д	9,9	10,1	10,5	11,4	н/д	397,7	397,7	397,7	374,0
	Непское	ДЭС с. Непа	н/д	240,0	640,0	790,0	590,0	н/д	0,7	0,6	0,6	0,6	н/д	428,1	428,1	428,1	413,1
		ДЭС с.	н/д	100,0	100,0	160,0	140,0	н/д	0,1	0,1	0,0	0,0	н/д	413,0	413,0	413,0	842,2

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Установленная мощность, кВт					Объем ежегодного производства электрической энергии, млн кВт.ч					Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
		Ика															
		ДЭС с. Бур	н/д	260,0	300,0	300,0	260,0	н/д	0,3	0,2	0,3	0,3	н/д	441,4	441,4	441,4	503,0
		ДЭС с. Токма	н/д	120,0	120,0	120,0	120,0	н/д	0,1	0,1	0,0	0,1	н/д	419,5	419,5	419,5	649,2
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	н/д	500,0	700,0	855,0	1100,0	н/д	1,4	1,2	1,2	1,2	н/д	428,5	428,5	428,5	397,1
	Преображенское	ДЭС с. Преображенка	н/д	500,0	815,0	1130,0	1130	н/д	1,2	1,2	1,2	1,3	н/д	457,7	457,7	457,7	379,1
		ДЭС с. Ерема	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	н/д	0,0	0,1	0,1	0,1	н/д	417,8	417,8	417,8	590,9
		ДЭС д. Калинина	н/д	80,0	80,0	80,0	80,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	436,9	436,9	436,9	659,4
Тулунский район	**Сельские поселения**																
	Аршанское	ДЭС	509,1	509,1	629,6	509,1	н/д	0,6	0,6	0,5	1,3	н/д	280,8	284,4	377,7	443,9	н/д
			509,1	509,1	629,6	509,1	н/д	0,6	0,6	0,5	1,3	н/д	140,4	142,2	188,9	406,3	н/д
Усольский район	**Сельские поселения**																
	Раздольинское	ДЭС	175,0	175,0	275,0	275,0	275,0	0,1	0,3	0,2	н/д	0,3	348,0	412,0	359,0	н/д	348,0
Ольхонский район	**Сельские поселения**																
	Онгурёнское	СДЭ	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	н/д	н/д	н/д	0,0	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		ДЭС			н/д	200,0	н/д			н/д	0,1	н/д			н/д	348,0	н/д
		ДЭС	н/д	н/д	н/д	200,0	н/д	н/д	н/д	н/д	0,1	н/д	н/д	н/д	н/д	348,0	н/д
Качугский район	**Сельские поселения**																
	Вершино-Тутурское	ДЭС			160,0	160,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д			376,0	н/д	н/д
Жигаловский район	**Городские поселения**																
	Жигаловское	ДЭС			100,0	100,0	100	0,0	0,0	0,1	н/д	0,1			357,0	н/д	357,0
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**																
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	60,0	60,0	60,0	60,0	60	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Киренский район	**Городские поселения**																
	Киренское	ДЭС	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	274,6	274,6	274,6	274,6	274,6

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Установленная мощность, кВт					Объем ежегодного производства электрической энергии, млн кВт.ч					Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
		п.Визирный															
		ДЭС.с.Красноярово	50,0	50,0	50,0	80,0	50,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	226,1	226,1	226,1	226,1	419,8
	Сельские поселения																
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	200,0	200,0	200,0	200,0	220,0	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	261,3	261,3	261,3	261,3	394,4
		ДЭС с.Мироново	75,0	75,0	75,0	80,0	75,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	242,3	242,3	242,3	242,3	418,1
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	221,4	221,4	221,4	221,4	221,4
		ДЭС,д.Усть-Киренга	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	233,3	233,3	233,3	233,3	233,3
	Петропавловское	ДЭС с.Сполошино	60,0	60,0	30,0	30,0	населенный пункт закрыт	0,3	0,3	0,1	н/д	населенный пункт закрыт	233,7	233,7	233,7	н/д	населенный пункт закрыт
Бодайбинский район	**Городские поселения**																
	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	286,0	245,0	245,0	215,0	215,0
Братский район	**Сельские поселения**																
	Карахунское	ДЭС п. Карахун	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485	1,9	2,8	2,9	2,5	1,4	264,0	146,0	124,0	165,0	449,0
		ДЭС п. Южный	30,0	30,0	30,0	30,0	30	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	432,0	228,0	423,0	462,0	680,0
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	1,0	1,2	1,2	1,3	1,1	328,0	326,0	328,0	329,0	569,0
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	1270,0	1270,0	1270,0	1270,0	1270	2,5	3,0	3,0	3,1	2,6	254,0	256,0	250,0	250,0	400,0
Нижнеудинский район	**Городские поселения**																
	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечн	320,0	320,0	640,0	640,0	640,0	н/д	0,4	0,7	0,4	н/д	н/д	0,4	0,1	0,1	н/д

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Установленная мощность, кВт					Объем ежегодного производства электрической энергии, млн кВт.ч					Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч., гр/кВт.ч				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
		ые панели															
		ДЭУ	725,0	725,0	880,0	880,0	880,0	0,8	0,6	0,6	н/д	н/д	0,4	0,4	0,2	н/д	н/д
		ДЭУ	610,0	610,0	610,0	610,0	610,0	0,5	0,5	0,4	н/д	н/д	0,4	0,4	0,3	н/д	н/д
		СДЭ с. Нерха	121,5	121,5	121,5	121,5	121,5	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		АНГА-2 ДЭУ в с. Верхняя Гутара	-	-	-	-	202,5	-	-	-	-	н/д	-	-	-	-	н/д
Усть-Кутский район	Городские поселения																
	Усть-Кутское	ДЭС			60,0	60,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д			0,4	н/д	н/д
		ДЭС			60,0	60,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д			0,4	н/д	н/д
		ДЭС			60,0	60,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д			0,4	н/д	н/д

Таблица 2.12.2. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт•ч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Казачинско-Ленский район	Сельские поселения																
	Казачинское	ДЭС	13,35	28,09	26,18	н/д	н/д	1,90	3,90	4,50	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
			18,70	30,17	30,24	н/д	н/д	1,10	2,30	2,60	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
		АСЭС с. Ермаки	-	-	-	н/д	н/д	-	-	-	н/д	н/д	-	-	-	н/д	н/д
		АСЭС с.Карнаухово	-	-	н/д	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	н/д
	Карамское	ДЭС	18,40	25,10	28,41	н/д	н/д	6,00	12,40	13,80	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
	Мартыновское	ДЭС	16,60	27,80	32,06	н/д	н/д	1,90	3,90	4,60	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
			22,80	34,50	34,84	н/д	н/д	0,90	1,90	2,10	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
			21,34	37,72	40,34	н/д	н/д	0,70	1,50	1,70	н/д	н/д	28,76	60,01	69,72	н/д	н/д
Усть-Удинский район	Сельские поселения																
	Аносовское	ДЭС	16,10	24,90	24,25	28,48	28,90	11,20	24,60	29,80	29,2	30,2	20,81	50,87	61,18	32,18	31,4
	Аталанское	ДЭС	20,00	28,30	31,05	34,65	33,62	3,00	7,10	8,60	10,4	8,9	20,81	50,87	61,18	32,18	31,4
	Ключинское	ДЭС	22,60	33,10	39,56	37,81	36,14	1,30	3,00	3,70	4,4	4,2	20,81	50,87	61,18	32,18	31,4

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт•ч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
	Подволочен ское	ДЭС	19,20	29,70	30,40	36,14	34,8	2,90	7,70	9,40	8,9	9,5	20,81	50,87	61,18	32,18	31,4
Катангский район	Сельские поселения																
	Ербогаченс кое	ДЭС с. Наканно	9369,5	10973, 4	13754, 9	15634, 4	н/д	9124,8	10717, 6	13484, 5	15835 2,6	н/д	24,47 (I полуг одие)	28,58 (I полуг одие)	33,55 (I полуг одие)	44,29	н/д
		ДЭС с. Хамакар	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	25,9	30,5	38,3	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д	н/д
		ДЭС с. Оськино	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	17,4	20,5	25,8	н/д	н/д	28,58 (II полуг одие)	33,55 (II полуг одие)	44,29 (II полуг одие)	н/д	н/д
		ДЭС д. Тетея	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	17,4	20,5	25,8	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д	н/д
		ДЭС уч. Инаригда	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	4,5	5,2	6,6	н/д	н/д	28,6	33,5	44,2	н/д	н/д
		ДЭС с. Ербогаче н	н/д	15,35	21,62	24,31	20,55	н/д	146,59	208,05	216,05	219,6	н/д	23,12	40,44	31,22	28,62
	Непское	ДЭС с. Непа	н/д	18,39	28,23	32,4	32,97	н/д	16,4	17,8	18,8	21,77	н/д	32,77	54,57	43,83	49,14
		ДЭС с. Ика	н/д	26,42	84	105	159,68	н/д	3	1,6	1,4	1,87	н/д	32,77	54,57	43,83	49,14
		ДЭС с. Бур	н/д	20,68	32,46	36	51,1	н/д	6,5	7,5	8,2	9,86	н/д	32,77	54,57	43,83	49,14
		ДЭС с. Токма	н/д	24,83	67,9	121	55,93	н/д	2,9	1,8	1,3	2,39	н/д	32,77	54,57	43,83	49,14
	Подволоши нское	ДЭС с. Подволо шино	н/д	19,42	24.40	27,86	28,41	н/д	21,2	27,1	25,3	30,10	н/д	22,38	45,22	31,66	35,11
	Преображе нское	ДЭС с. Преображ енка	н/д	19,73	27,81	28,19	28,24	н/д	17,2	25,5	24	24,41	н/д	23,12	40,44	31,22	28,62
		ДЭС с. Ерема	н/д	78,51	100	81,81	96,78	н/д	1,6	1,4	1,7	1,67	н/д	44,15	40,44	31,32	28,62
		ДЭС д. Калинина	н/д	109	132,5	104	123,61	н/д	1,1	0,9	1	0,98	н/д	44,15	40,44	31,32	28,62
Тулунский район	Сельские поселения																
	Аршанское	ДЭС	16,1	16,15	19,8	35,29	н/д	9,25	10,85	15,8	31,6	н/д	18,69	18,69	23,89	39,26	н/д

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт•ч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
			16,1	16,15	19,8	37,95	н/д	9,25	10,85	15,8	34,38	н/д	18,69	23,89	39,26	33,72	н/д
Усольский район	**Сельские поселения**																
	Раздольинское	ДЭС	15,6	24,9	25,31	29,3	29,16	1,7	4,5	5,4	7,5	8,6	30,3	56,8	65,19	32,87	36,32
Ольхонский район	**Сельские поселения**																
	Онгурёнское	СДЭ, ДЭС, ДЭС	18,5	19,8	13,24	н/д	н/д	2,1	4,9	5,6	н/д	н/д	27,97	60,08	67,84	н/д	н/д
Качугский район	**Сельские поселения**																
	Вершино-Тутурское	ДЭС			34,44	н/д	н/д			3,9	н/д	н/д			76,5	н/д	н/д
Жигаловский район	**Городские поселения**																
	Жигаловское	ДЭС			41,27	43,24	44,69			2,6	3,9	3,9			76,18	44,88	44,88
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**																
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	38,15	38,8	43,21	46,69	45,01	2,776	2,773	6,465	6,575	6,279	37,22	37,22	37,22/ 49,11	46,25	44,45
Киренский район	**Городские поселения**																
	Киренское	ДЭС п.Визирный	11,5	13,2	17,6	17,3	27,8	11,3	12,9	16,7	17,5	22,0	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05	29,05/ 31,16
		ДЭС.с.Красноярово	18,03	19,74	22,1	25,2	62,2	3,5	3,8	4,6	4,6	3,8	19,71	21,85	26,46	23,98/ 28,94	43,75
	Сельские поселения																
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	10,20	11,30	14,8	15,9	33,75	10	11,3	14,7	15,3	7,1	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05	38,26
		ДЭС с.Мироново	5,3	5,7	7	7,3	27,8	4,6	5,3	6,3	7,1	3,2	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05	38,26
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	3,4	3,5	4,1	2,9	25,5	1,9	2	3,5	2,7	2,7	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05	28,94/ 29,05
		ДЭС,д.Усть-Киренга	4,1	3,9	5,1	4,8	26,1	3,1	3,4	4,7	4,5	4,5	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05	23,98/ 28,94
	Петропавло	ДЭС	5,1	5,2	2,7	н/д	населе	4,5	4,9	2,4	н/д	населе	19,49/	19,71/	23,98 /	н/д	населе

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт•ч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
	вское	с.Сполошино					нный пункт закрыт					нный пункт закрыт	20,44	23,98	28,94		нный пункт закрыт
	Городские поселения																
Бодайбинский район	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	0,2	0,2	0,2	н/д	н/д	2,4	2,4	2,8	н/д	2,29	12,25	12,25	14,59	н/д	12,13
	Сельские поселения																
Братский район	Карахунское	ДЭС п. Карахун	33,345	54,869	43,381	41,578	н/д	16,697	37,399	85,186	44,727	25,653	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99	27,37
		ДЭС п. Южный	2,319	4,025	1,924	1,466	н/д	1,335	3,188	3,671	1,74	1,689	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99	27,37
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	16,678	13,762	27,918	18,707	н/д	13,156	18,106	37,087	13,461	17,639	16,36	16,36 - 1-е полугодие, 21,64 - 2-е полугодие	21,64 - 1-е полугодие, 55,14 - 2-е полугодие	23,03	24,43
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	32,731	30,961	57,917	37,124	н/д	25,291	37,166	72,202	42,728	38,55	13,87	13,87 - 1-е полугодие, 18,47 - 2-е	18,47 - 1-е полугодие, 44,48 - 2-е	20,62	24,66

Район Иркутской области	МО Иркутской области	Наим. ген. объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт•ч)					Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн руб.)					Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./ кВтч)				
			2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
														полуг одие	полуг одие		
Нижнеудинский район	Городские поселения																
	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	28,79	14,88	19,9	н/д	н/д	11,6	9,8	7,9	н/д	н/д	0,7/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8	н/д	н/д
		ДЭУ	21,82	29,87	39,99	н/д	н/д	16,5	18,8	23,8	н/д	н/д	0,8/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8	н/д	н/д
		ДЭУ	22,08	27,84	45,15	н/д	н/д	10,8	13,6	16,8	н/д	н/д	0,7/0,7	0,7/0,7	0,8/0,8	н/д	н/д
		СДЭ с. Нерха	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		АНГА-2 ДЭУ в с. Верхняя Гутара	-	-	-	-	н/д	-	-	-	-	н/д	-	-	-	-	н/д
Усть-Кутский район	Городские поселения																
	Усть-Кутское	ДЭС			28,83	28,83	н/д			2	н/д	н/д			26,65	н/д	н/д
		ДЭС			28,83	28,83	н/д			2	н/д	н/д			26,65	н/д	н/д
		ДЭС			28,83	28,83	н/д			2	н/д	н/д			26,65	н/д	н/д

2.13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2021 г. составила 65041,09 млн кВтч. По сравнению с прошлым годом выработка электроэнергии выросла на 8,97%. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области, млн кВт·ч

Показатели	Год					
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2021/2020, %**
Выработка электроэнергии, в том числе:	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40	65041,09	108,97
ГЭС	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50	53396,38	111,99
ТЭС, в том числе:	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90	11644,71	96,97
электростанции промышленных предприятий	831,60	898,50	855,10	913,70	849,68	92,99

В 2021 г. доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии составила 82,10%, что на 2,22 процентных пункта выше уровня предыдущего года. Доля производства электроэнергии ТЭЦ, напротив, несколько снизилась по отношению к предыдущему году, и в 2021 г. составила 17,90%, что на 2,22 процентных пункта ниже уровня предыдущего года. При этом доля ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» составляет 81,49% от общего объема выработанной электроэнергии; доля ГЭС АО «Мамаканская ГЭС» составляет 0,61%; доля ТЭС ООО «Байкальская энергетическая компания» – 16,51%; доля ТЭС ООО «Теплоснабжение» составляет 0,09%; доля электростанций промышленных предприятий – 1,30%. Структура выработки электроэнергии по каждой из электростанций Иркутской области представлена в таблице 2.13.2.

Таблица 2.13.2. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	**Выработка электроэнергии, млн кВт·ч**					**Доля от суммарной выработки за 2021 год, %**
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	
Иркутская ГЭС	2867,50	3113,42	4126,01	4138,03	4843,92	7,45
Братская ГЭС	16283,23	17325,98	21074,55	22383,63	28526,21	43,86
Усть-Илимская ГЭС	15637,82	16326,16	19325,95	20770,73	19630,04	30,18
Мамаканская ГЭС	377,41	384,78	338,57	387,12	396,21	0,61
Итого ГЭС:	**35165,96**	**37150,34**	**44865,08**	**47679,51**	**53396,38**	**82,10**
Иркутская ТЭЦ-6	716,79	677,04	648,06	662,61	646,92	0,99
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7)	76,29	67,19	71,15	54,05	65,35	0,10
Иркутская ТЭЦ-9	2017,39	1985,74	1881,95	1753,62	1790,02	2,75
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	201,59	198,66	215,32	146,79	0,00	0,00
Иркутская ТЭЦ-10	3103,99	4134,78	3756,80	3126,30	2991,47	4,60
Иркутская ТЭЦ-11	750,24	852,36	635,72	694,98	543,43	0,84

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2021 год, %
	2017	2018	2019	2020	2021	
Иркутская ТЭЦ-12	51,18	51,08	49,42	47,93	51,80	0,08
Иркутская ТЭЦ-16	65,68	78,67	64,74	75,36	77,23	0,12
Ново-Иркутская ТЭЦ	2799,83	2796,57	2497,27	2625,87	2615,16	4,02
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	80,15	87,91	85,07	77,74	88,82	0,14
Усть-Илимская ТЭЦ	1013,61	975,49	895,83	701,34	779,40	1,20
Ново-Зиминская ТЭЦ	949,74	938,31	998,60	1063,18	1086,30	1,67
Итого ТЭС ООО «БЭК»:	**11826,48**	**12843,80**	**11799,93**	**11029,77**	**10735,90**	**16,51**
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	46,97	52,80	57,34	65,42	59,13	0,09
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	**46,97**	**52,80**	**57,34**	**65,42**	**59,13**	**0,09**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	465,28	540,21	538,35	542,30	500,80	0,77
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	366,32	358,26	316,77	371,40	348,88	0,54
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	**831,60**	**898,47**	**855,13**	**913,70**	**849,68**	**1,30**
ВСЕГО:	**47871,01**	**50945,41**	**57577,48**	**59688,40**	**65041,09**	**100,00**

На рисунках 2.13.1 и 2.13.2 представлены структуры выработки электроэнергии ГЭС и ТЭС Иркутской области в 2021 г. соответственно.

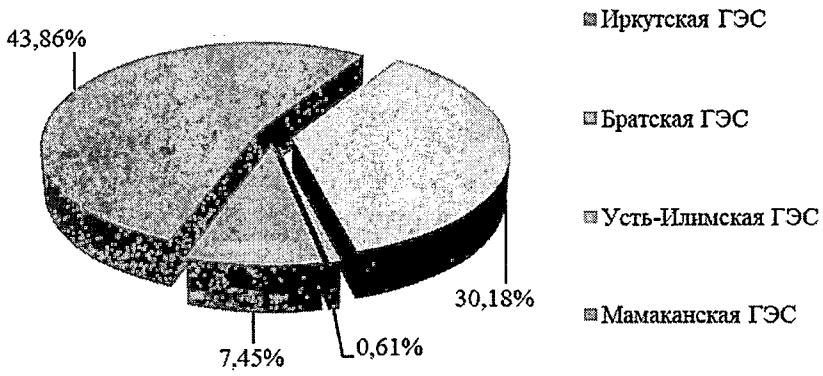


Рисунок 2.13.1. Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2021 г., %

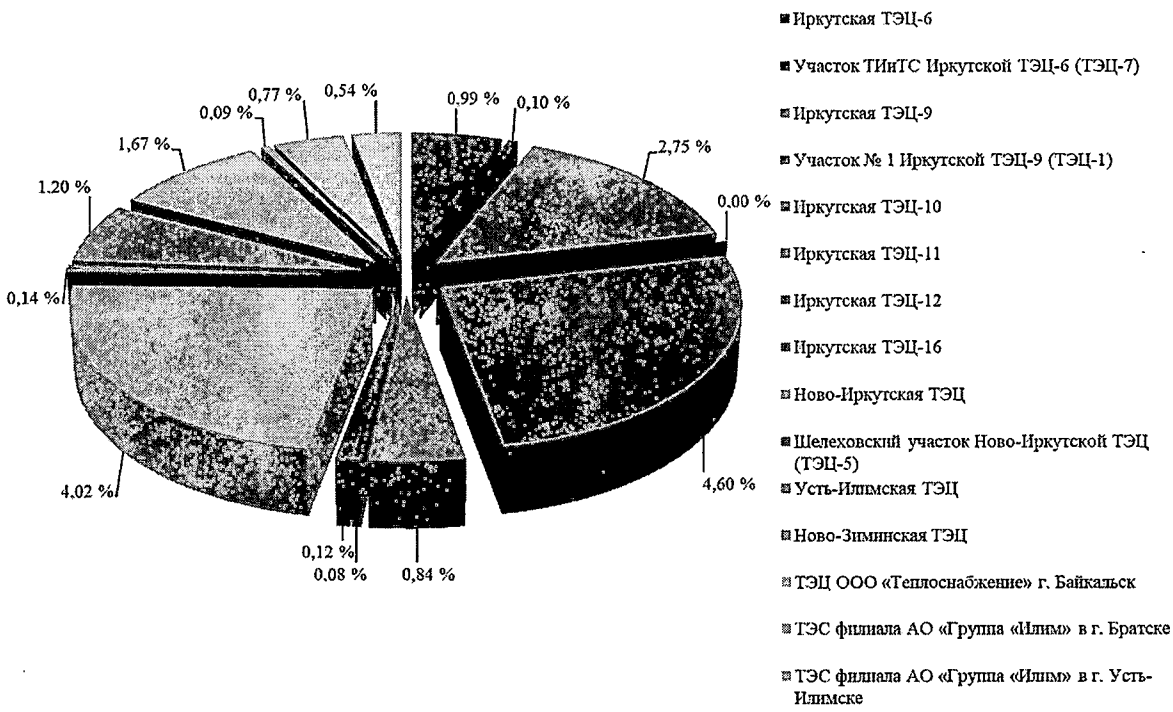


Рисунок 2.13.2. Структура выработки электроэнергии ТЭС Иркутской области в 2021 г., %

2.14. Анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы

Энергосистема Иркутской области большую часть периода своего существования характеризуется избыточным балансом электрической мощности и энергии. Избыток мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и Республики Бурятия.

Балансы электрической мощности энергосистемы Иркутской области в 2017-2021 гг. на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 2.14.1.

Таблица 2.14.1. Баланс электрической мощности энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
	12.12.2017 4:00	27.12.2018 5:00	06.02.2019 7:00	31.12.2020 14:00	23.12.2021 13:00
Максимум потребления мощности	7673,0	8210,5	8196,2	8325,8	8915,9
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы	13162,1	13132,1	13132,1	13095,1	13065,8
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9113,1
ТЭС, в том числе:	4073,7	4043,7	4043,7	4 006,7	3 952,7
электростанции промышленных предприятий	157,4	157,4	157,0	145,4	145,4
Резерв мощности	2795,2	3032,9	1016,0	1121,5	933,0
Ограничения мощности на час	2950,8	2383,5	2163,9	1393,8	1283,9

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
собственного максимума нагрузки	12.12.2017 4:00	27.12.2018 5:00	06.02.2019 7:00	31.12.2020 14:00	23.12.2021 13:00
Располагаемая мощность	10252,6	10752,9	10982,3	11735,1	11819,8
Рабочая мощность	9197,0	10083,5	9568,0	11043,6	9913,9
Избыток (+) / Дефицит (-)	1524,0	1873,0	1371,8	2717,8	998,0
Нагрузка электростанций	6401,8	7050,6	8551,9	9922,1	8980,9
Сальдо энергосистемы Иркутской области	1270,8	1159,9	-355,8	-1596,3	-65,0

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2017-2021 гг. представлен в таблице 2.14.2 и на рисунке 2.14.1.

Таблица 2.14.2. Выработка электроэнергии энергосистемы Иркутской области, млн кВтч

Показатели	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Выработка электроэнергии, в том числе:	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40	65041,09
ГЭС	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50	53396,38
ТЭС, в том числе:	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90	11644,71
электростанции промышленных предприятий	831,60	898,50	855,10	913,70	849,68
Электропотребление на территории ЭС	53298,60	55056,40	55480,60	55980,50	59256,20
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «–» выдача	5427,60	4111,00	-2096,90	-3707,90	-5784,89

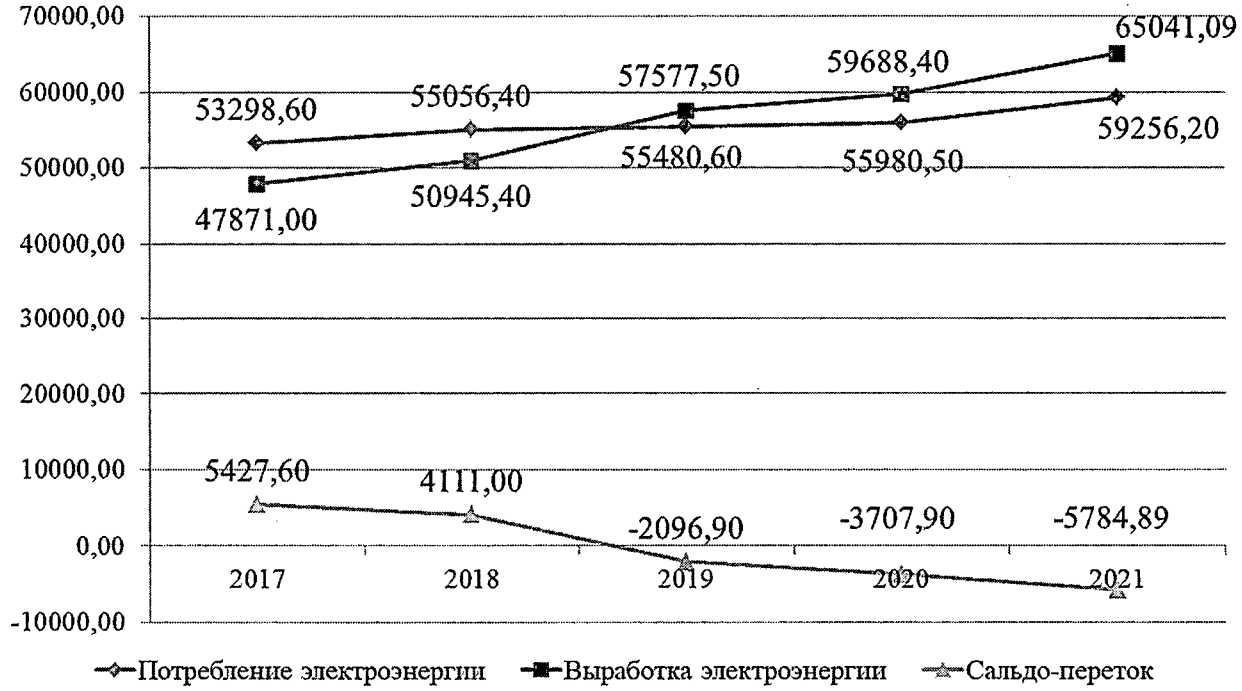


Рисунок 2.14.1. Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Иркутской области позволяет сделать вывод о наличии избытков и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей или передачи ее в соседние энергосистемы. В 2017-2018 гг. балансы электрической энергии складывались с сальдо перетоками электроэнергии из соседних энергосистем в связи с ухудшением гидрологической обстановки, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва. Однако в 2019-2021 гг. ситуация нормализовалась и избытки электрической энергии передаются в энергосистему Красноярского края и Республики Тыва и в энергосистему Республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

Иркутская область является одной из наиболее энергоемких регионов страны и так как она характеризуется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоемких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.), энергоэффективность ее экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике.

Объем, структура и динамика ВРП характеризует стоимость конечных товаров и услуг, произведенных всеми участниками производственного процесса (в рыночных ценах). Объем ВРП в текущих ценах позволяет определить вклад каждого региона в экономику России. На Иркутскую область приходится 1,4-1,6% российского объема.

Важным фактором энергоэффективности экономики являются удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, снижение потерь тепловой энергии на передачу в тепловых сетях, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов.

Исходные данные Иркутской области, основные показатели и их динамика за прошедшие 5 лет с 2017-2021 гг. приведены в таблице 2.15.1.

Таблица 2.15.1. Основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год, тыс. чел.	2406,50	2400,90	2396,00	2375,02	2356,54
2	Активное население на конец года, тыс. чел.:	1212,83	1184,46	1167,16	1152,92	н/д
2.1	в том числе занятое, тыс. чел.	1107,50	1095,10	1090,20	1063,94	н/д
3	Производство электроэнергии, млн кВт·ч	47871,00	50944,10	57577,50	59688,40	65041,09
4	Производство тепловой энергии, млн Гкал	39,30	42,30	41,10	37,18	37,51
5	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	53298,60	55056,40	55480,60	55980,5	59256,2

№ п/п	Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
6	Потребление тепловой энергии, млн Гкал	35,80	39,20	38,20	н/д	н/д
7	Расход топлива, млн т у.т.	11,40	12,20	12,30	10,93	н/д
8	Производство тепловой энергии, млн т у.т.	5,60	6,00	6,10	5,62	н/д
9	Производство электроэнергии, млн т у.т.	5,80	6,20	6,20	4,02	н/д
10	ВРП, млрд руб.	1268,3	1460,51	1540,24	1505,15	н/д
11	Энергоемкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.	18,40	19,60	18,60	17,29	н/д
12	Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	43,10	44,30	40,20	37,19	н/д
13	Потребление электроэнергии на душу населения, МВтч/чел в год	22,10	22,90	23,10	23,57	25,15
14	Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике	48,30	50,20	50,70	52,62	н/д

*- в соответствии с Федеральным планом статистических работ, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 06.05.2008 № 671-р, ВРП за год, предшествующий предыдущему, публикуется ежегодно в 1 декаде марта.

За последние годы динамика изменения показателей, как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП) носила разноплановый характер. В 2018 указанные показатели выросли, в то время как в 2019 и 2020 снизились.

Таким образом, в 2017 г. энергоемкость ВРП составила 18,40 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2020 г. эта величина уже равна 18,60 кг у.т./тыс. руб., то есть за рассматриваемый период энергоемкость ВРП увеличилась на 1,1%. За этот же период снизилась электроемкость ВРП на 6,7% и составила 40,2 кВт·ч/тыс.руб., как правило, это связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, а также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, и реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Решающее значение для снижения энергоемкости продукции имеет коренная реконструкция топливно-энергетического комплекса, широкое применение энергосберегающих технологий:

– выпуск экономичных двигателей с меньшим потреблением топлива и горючего;

– совершенствование нагревательной и осветительной техники;

– стимулирование экономии и санкции за перерасход энергии.

Все это позволяет систематически снижать энергоемкость общественного продукта.

2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Суммарная протяженность линий в переводе на одноцепное исполнение равняется 18721,65 км, суммарная мощность трансформаторных центров питания 110-500 кВ составляет 42026,66 МВА.

Основные сетевые компании в структуре сетевого хозяйства:

- ОАО «ИЭСК»;
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
- АО «БЭСК»;
- ВСЖД филиал ОАО «РЖД»;
- АО «Витимэнерго»;
- ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири.

2.16.1. Существующие ЛЭП и подстанции электросетевого хозяйства Иркутской области

Основная сеть энергосистемы Иркутской области сформирована на базе линий электропередачи номинальным напряжением 110 – 500 кВ. Информация о протяжённости ЛЭП и перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, находящихся в собственности региональных сетевых компаний или потребителей, с разбивкой по собственникам и классам напряжения представлены в таблице 2.16.1, 2.16.2 и 2.16.3.

Таблица 2.16.1. Количество ЛЭП и трансформаторная мощность ПС и ЭС по классам напряжения на 01 января 2022 г.

Класс напряжения	Количество ВЛ	Количество центров питания	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	24	317	42026,66
220 кВ	107		
110 кВ	274		

Таблица 2.16.2. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01 января 2022 г., км

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Энергосистема, всего,	**7232,81**	**7500,92**	**3987,92**	**18721,65**
в т.ч.				
– ЛЭП генерирующих и сетевых компаний;	7291,75	6721,31	3777,65	17790,71
– потребительские ЛЭП	140,58	779,61	210,27	1130,46
в т.ч. ЛЭП сетевых организаций	7291,75	6721,31	3777,65	17790,71
ОАО «ИЭСК»	6698,26	4573,35	3263,12	14534,73
АО «Витимэнерго»	475,15	424		899,15
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири	0	1723,96	514,53	2238,49
АО «Тыретский солерудник»	1,8			1,8
АО «АНХК»	14,8			14,8
АО «АЭХК»	3,79			3,79
АО «БЭСК»	1,6			1,6
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,5			81,5
АО «Электросеть»	13,45			13,45
ОАО «Энергетическая компания «Радиан»	1,4			1,4
в т.ч. ЛЭП потребительские	140,58	779,61	210,27	1130,46
АО "Первенец"	18,6			18,6
АО "Высочайший"	29,83			29,83
КГКУ "ДКР НП"			210,27	210,27
ООО "АС "Сибирь"	47,5			47,5
ООО «АС «Иркутская»	0,4			0,4
АО "Дальняя Тайга"	2,7			2,7
ООО "Гранит Актив"	3,9			3,9
ОАО "РУСАЛ Братск"		474,18		474,18
ООО "ГОК "Угахан"	37,65			37,65
ООО "Транснефть-Восток"		291,1		291,1
ООО "Иркутская нефтяная компания"		14,33		14,33

Таблица 2.16.3. Перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ на 01 января 2022 г.

Наименование собственника	**Наименование ПС**		
	500 кВ	**220 кВ**	**110 кВ**
ОАО «ИЭСК»			
Филиал Восточные электрические сети	-	ПС 220 кВ Столбово	ПС 110 кВ Баяндай
	-	-	ПС 110 кВ Бильчир
	-	-	ПС 110 кВ Бохан
	-	-	ПС 110 кВ Еланцы
	-	-	ПС 110 кВ Енисей
	-	-	ПС 110 кВ Жигалово
	-	-	ПС 110 кВ Знаменка
	-	-	ПС 110 кВ Карлук
	-	-	ПС 110 кВ Качуг
	-	-	ПС 110 кВ Косая Степь
	-	-	ПС 110 кВ Манзурка
	-	-	ПС 110 кВ Никольск
	-	-	ПС 110 кВ Новая Уда
	-	-	ПС 110 кВ Ново-Ленино
	-	-	ПС 110 кВ Оёк
	-	-	ПС 110 кВ Ользоны
	-	-	ПС 110 кВ Оса
	-	-	ПС 110 кВ Пивовариха
	-	-	ПС 110 кВ Покровская
	-	-	ПС 110 кВ Тихоновка
	-	-	ПС 110 кВ Урик
	-	-	ПС 110 кВ Усть-Орда
	-	-	ПС 110 кВ Хогот
	-	-	ПС 110 кВ Хомутово
	-	-	ПС 110 кВ Хорбатово
	-	-	ПС 110 кВ Черноруд
	-	-	ПС 110 кВ Электрокотельная
Филиал Западные электрические сети	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	-	ПС 110 кВ Азейская
	ПС 500 кВ Озерная	-	ПС 110 кВ Алгатуй
	ПС 500 кВ Тайшет	-	ПС 110 кВ Бадар
	ПС 500 кВ Тулун	-	ПС 110 кВ Бирюса
	-	-	ПС 110 кВ Водопад
	-	-	ПС 110 кВ ЗСМ
	-	-	ПС 110 кВ ЗСХК
	-	-	ПС 110 кВ Катарбей

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	-	ПС 110 кВ Котик
	-	-	ПС 110 кВ Куйтун
	-	-	ПС 110 кВ Лесогорск
	-	-	ПС 110 кВ Майская
	-	-	ПС 110 кВ Новобирюсинск
	-	-	ПС 110 кВ Ока
	-	-	ПС 110 кВ Рубахино
	-	-	ПС 110 кВ Силикатная
	-	-	ПС 110 кВ Стеклозавод
	-	-	ПС 110 кВ Стройбаза
	-	-	ПС 110 кВ ЦЭП
	-	-	ПС 110 кВ Чуна
	-	-	ПС 110 кВ Шеберта
	-	-	ПС 110 кВ Юрты
Филиал Северные электрические сети	Братский ПП 500 кВ	ПС 220 кВ БЛПК	ПС 110 кВ Березняки
	-	ПС 220 кВ Джижива	ПС 110 кВ Верхнемарково
	-	ПС 220 кВ Заводская	ПС 110 кВ Гидростроитель
	-	ПС 220 кВ Киренга	ПС 110 кВ Городская
	-	ПС 220 кВ Коршуниха	ПС 110 кВ Ждановская
	-	ПС 220 кВ Лена	ПС 110 кВ Западная
	-	ПС 220 кВ Опорная	ПС 110 кВ Инкубатор
	-	ПС 220 кВ Падунская	ПС 110 кВ Карапчанка
	-	ПС 220 кВ Покосное	ПС 110 кВ Карьер
	-	ПС 220 кВ Пурсей	ПС 110 кВ Киренск
	-	ПС 220 кВ Рудногорская	ПС 110 кВ Котельная
	-	ПС 220 кВ Сибирская	ПС 110 кВ Кузнецовка
	-	ПС 220 кВ Таёжная	ПС 110 кВ ЛДК Игирма
	-	Седановский ПП 220 кВ	ПС 110 кВ Макарово
	-	ПС 220 кВ № 3	ПС 110 кВ Межница
	-	ПС 220 кВ № 6	ПС 110 кВ Н-Игирма
	-	-	ПС 110 кВ Н-Илимская
	-	-	ПС 110 кВ Н-Коршуниха
	-	-	ПС 110 кВ Осетрово
	-	-	ПС 110 кВ

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
			Подымахино
	-	-	ПС 110 кВ Промбаза
	-	-	ПС 110 кВ Северная
	-	-	ПС 110 кВ Симахинская
	-	-	ПС 110 кВ СТЭМИ
	-	-	ПС 110 кВ ЦРММ
	-	-	ПС 110 кВ Южная
	-	-	ПС 110 кВ Вихоревка
Филиал Центральные электрические сети	ПС 500 кВ Иркутская	ПС 220 кВ УП-15	ПС 110 кВ Алтарик
	УПК Тыреть 500 кВ	ПС 220 кВ Черемхово	ПС 110 кВ Ангарская
	-	-	ПС 110 кВ Балаганск
	-	-	ПС 110 кВ Бахтай
	-	-	ПС 110 кВ Белореченская
	-	-	ПС 110 кВ Вокзальная
	-	-	ПС 110 кВ Еловка
	-	-	ПС 110 кВ Заря
	-	-	ПС 110 кВ ЗГО
	-	-	ПС 110 кВ Иваническая
	-	-	ПС 110 кВ Карьерная
	-	-	ПС 110 кВ Кутулик
	-	-	ПС 110 кВ Лесозавод
	-	-	ПС 110 кВ Мирная
	-	-	ПС 110 кВ Новожилкино
	-	-	ПС 110 кВ Новонукутск
	-	-	ПС 110 кВ Огнеупоры
	-	-	ПС 110 кВ Пионерская
	-	-	ПС 110 кВ Прибрежная
	-	-	ПС 110 кВ Промышленная
	-	-	ПС 110 кВ ПРП
	-	-	ПС 110 кВ Свирск
	-	-	ПС 110 кВ Цемзавод
	-	-	ПС 110 кВ Юбилейная
Филиал Южные электрические сети	ПС 500 кВ Ключи	ПС 220 кВ Байкальская	ПС 110 кВ Березовая
	-	ПС 220 кВ БЦБК	ПС 110 кВ Глазково
	-	ПС 220 кВ Бытовая	ПС 110 кВ Городская

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	**220 кВ**	**110 кВ**
	-	ПС 220 кВ Восточная	ПС 110 кВ Ерши
	-	ПС 220 кВ Левобережная	ПС 110 кВ Знаменская
	-	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ПС 110 кВ Знаменская-2
	-	ПС 220 кВ Малая Елань	ПС 110 кВ ЗКСМ
	-	ПС 220 кВ Правобережная	ПС 110 кВ ИАЗ
	-	ПС 220 кВ Светлая	ПС 110 кВ Изумрудная
	-	ПС 220 кВ Шелехово	ПС 110 кВ Искра
	-	-	ПС 110 кВ Кировская
	-	-	ПС 110 кВ Летняя
	-	-	ПС 110 кВ Луговая
	-	-	ПС 110 кВ Мельниково
	-	-	ПС 110 кВ Молодежная
	-	-	ПС 110 кВ Нагорная
	-	-	ПС 110 кВ Октябрьская
	-	-	ПС 110 кВ Пивзавод
	-	-	ПС 110 кВ Печная
	-	-	ПС 110 кВ Приморская
	-	-	ПС 110 кВ Рабочая
	-	-	ПС 110 кВ Релейная
	-	-	ПС 110 кВ Рудная
	-	-	ПС 110 кВ Сосновая
	-	-	ПС 110 кВ Спутник
	-	-	ПС 110 кВ Студенческая
	-	-	ПС 110 кВ Туристская
	-	-	ПС 110 кВ Цимлянская
	-	-	ПС 110 кВ Центральная
	-	-	ПС 110 кВ Южная
	-	-	ПС 110 кВ Новая Лисиха
	-	-	ПС 110 кВ Быстрая
	-	-	ПС 110 кВ Дачная
МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПС 220 кВ Сухой Лог	-
ООО «Иркутская	-	ПС 220 кВ Полимер*	-

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
нефтяная компания»			
АО «Витимэнерго»	-	ПС 220 кВ Мамакан	ПС 110 кВ Артемовская
	-	ПС 220 кВ Дяля	РП 110 кВ Полюс
	-	ПС 220 кВ Чаянгро	ПС 110 кВ Перевоз
	-	-	ПС 110 кВ Кропоткинская
	-	-	ПС 110 кВ Бодайбинская
	-	-	ПС 110 кВ Мараканская
	-	-	ПС 110 кВ Вачинская
	-	-	ПС 110 кВ Светлый
	-	-	ПС 110 кВ Вернинская
ООО «Друза»	-	-	ПС 110 кВ Невский
ПАО «Высочайший»	-	-	ПС 110 кВ Высочайший
	-	-	ПС 110 кВ Угахан
	-	-	ПС 110 кВ Анангра
АО «Дальняя Тайга»	-	-	ПС 110 кВ Б.Баллаганах
ВСЖДЭ			
(ЭЧ-1) Тайшетская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Замзор
	-	-	ПС 110 кВ Новочунка
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная
	-	-	ПС 110 кВ Тайшет-Запад
	-	-	ПС 110 кВ Невельская
	-	-	ПС 110 кВ Облепиха
	-	-	ПС 110 кВ Ук
	-	-	ПС 110 кВ Запань тяговая
	-	-	ПС 110 кВ Кварцит тяговая
Нижнеудинская дистанция электроснабжения (ЭЧ-2)	-	-	ПС 110 кВ ВРЗ
	-	-	ПС 110 кВ Зима
	-	-	ПС 110 кВ Нижнеудинск
	-	-	ПС 110 кВ Тулюшка
	-	-	ПС 110 кВ Харик
	-	-	ПС 110 кВ Худоеланская
	-	-	ПС 110 кВ Будагово
	-	-	ПС 110 кВ Нюра

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
(ЭЧ-5) Иркутская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Андриановская
	-	-	ПС 110 кВ Большой Луг
	-	-	ПС 110 кВ Головинская
	-	-	ПС 110 кВ Гончарово
	-	-	ПС 110 кВ Делюр
	-	-	ПС 110 кВ Забитуй
	-	-	ПС 110 кВ Залари
	-	-	ПС 110 кВ Максимовская
	-	-	ПС 110 кВ Мальта
	-	-	ПС 110 кВ Мегет
	-	-	ПС 110 кВ Подкаменная
	-	-	ПС 110 кВ Половина
	-	-	ПС 110 кВ Рассоха
	-	-	ПС 110 кВ Суховская
	-	-	ПС 110 кВ Тельма
	-	-	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское
	-	-	ПС 110 кВ Жаргон
	-	-	ПС 110 кВ Иркутск-Сортировочный
	-	-	ПС 110 кВ Тыреть
	-	-	ПС 110 кВ Академическая
(ЭЧ-6) Мысовская дистанция электроснабжения	-	ПС 220 кВ Байкальск	ПС 110 кВ Ангасолка
	-	ПС 220 кВ Слюдянка	-
(ЭЧ-8) Вихоревская дистанция электроснабжения	-	-	ПС 110 кВ Зяба
	-	-	ПС 110 кВ Кежемская
	-	-	ПС 110 кВ МПС
	-	-	ПС 110 кВ Огневка
	-	-	ПС 110 кВ Турма
	-	-	ПС 110 кВ Чукша
	-	-	ПС 110 кВ Чуна тяговая
	-	-	ПС 110 кВ Моргудон
(ЭЧ-9) Коршуниха-Ангарская дистанция электроснабжения	-	ПС 220 кВ Тубинская	ПС 110 кВ Видим
	-	ПС 220 кВ Якурим	ПС 110 кВ Ручей
	-	-	ПС 110 кВ Семигорск
	-	-	ПС 110 кВ Усть-Кут
	-	-	ПС 110 кВ Хребтовая

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	-	ПС 110 кВ Черная
	-	-	ПС 110 кВ Коршуниха Тяговая
	-	-	ПС 110 кВ Игирма
	-	-	ПС 110 кВ Рудногорск
	-	-	ПС 110 кВ Карапчанка (Усть-Илимск)
Северобайкальская дистанция электроснабжения (ЭЧ-10)	-	ПС 220 кВ Звездная	ПС 110 кВ Киренга
	-	ПС 220 кВ Кунерма	-
	-	ПС 220 кВ Ния	-
	-	ПС 220 кВ Улькан	-
ИНЦ СО РАН	-	-	ПС 110 кВ Академическая
АО «АЭХК»	-	-	ПС 110 кВ Водозабор-1
			ПС 110 кВ 831
			ПС 110 кВ 832
			ПС 110 кВ РЭС Н-3
	-	-	ПС 110 кВ РЭС Н-3
АО «АНХК»	-	-	ПС 110 кВ ЦРП-2
	-	-	ПС 110 кВ УП-8
	-	-	ПС 110 кВ УП-10
	-	-	ПС 110 кВ УП-11
	-	-	ПС 110 кВ УП-12
АО «БЭСК»	-	-	ПС 110 кВ Ангарстрой
	-	-	ПС 110 кВ Солнечная
	-	-	ПС 110 кВ КПД
ООО «Транснефть-Восток»	-	ПС 220 кВ НПС-2	ПС 110 кВ НП-17
	-	ПС 220 кВ НПС-3	ПС 110 кВ НПС-Кимельтей
	-	ПС 220 кВ НПС-4	-
	-	ПС 220 кВ НПС-5	-
	-	ПС 220 кВ НПС-8	-
	-	ПС 220 кВ НПС-6*	-
	-	ПС 220 кВ НПС-7*	-
	-	ПС 220 кВ НПС-9*	-
ООО ЭК «Радиан»	-	-	ПС 110 кВ Западная
ПАО «РУСАЛ Братск»	-	ПС 220 кВ БрАЗ	-
	-	ПС 220 кВ Общезаводская	-
	-	КРУЭ 5 серии ИркАЗ 220 кВ	-

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
ОАО «Тыретский солерудник»	-	-	ПС 110 кВ Солерудник
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	-	-	ПС 110 кВ Мусковит
ООО «ТЭС»	-	-	ПС 110 кВ Топорок
	-	-	ПС 110 кВ Тулун
АО «Электросеть»	-	-	ПС 110 кВ ГПП-1
	-	-	ПС 110 кВ ГПП-6
	-	-	ПС 110 кВ Тяговая-1
	-	-	ПС 110 кВ Тяговая-2
	-	-	ПС 110 кВ ПГВ
ОАО «Усольмаш»	-	-	ПС 110 кВ Усольмаш
ООО «Русал-Тайшет»	-	ПС 220 кВ ТАЗ	-
ООО «ЭНКТП»	-	-	ПС 110 кВ № 22
	-	-	ПС 110 кВ № Бикей
АО «Саянскхимпласт»	-	-	ПС 110 кВ ГПП-1
	-	-	ПС 110 кВ ГПП-2
ОАО «Илим»	-	-	ПС 110 кВ ГПП-1 (Насосная)
	-	-	ПС 110 кВ ГПП-2 (ЛДК)
	-	-	ПС 110 кВ Илимхимпром
	-	-	ПС 110 кВ ГПП-3 (Хлорная)
ООО «БЭК»	-	ПС 220 кВ Электрокотельная	ПС 110 кВ Водозабор-2
ООО «УсольеХимПром»	-	-	ПС 110 кВ Химпром (Усолье)

* - подстанции находятся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании МЭС Сибири

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

Проблемной особенностью объектов электропередач 110 – 500 кВ Иркутской области является физический износ оборудования и устройств. Оценка текущего состояния (превышение срока нормативной эксплуатации) ЭС Иркутской области проводится с разделением по принадлежности к ОАО «ИЭСК», ООО «БЭК», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «БЭСК», ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири.

Оценка состояния выполнена на основании Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и СТО 56947007-29.240.01.053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС» исходя из сроков ввода в эксплуатацию оборудования, с учетом нормируемых сроков эксплуатации, принимаемых:

– для ВЛ всех классов напряжения – 40 лет;

– для масляных трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет;

– для турбогенераторов – 30 лет; для гидрогенераторов – 40 лет.

По состоянию на 01.01.2022 наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания электрических сетей ОАО «ИЭСК». В таблице 2.16.4 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области с разделением по напряжениям электросетевым компаниям. В таблице 2.16.5 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации трансформаторов 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области.

В таблице 2.16.6 приведена информация по воздушным линиям 110 кВ и выше с указанием диспетчерского наименования ЛЭП, класса напряжения, протяженности, числа цепей, марки провода, материала опор, года ввода, индекса технического состояния и собственника ЛЭП.

В таблице 2.16.7 приведена информация по подстанциям 110 кВ и выше с указанием наименования подстанции и ее класса напряжения, диспетчерского наименования ТР(АТР), типа оборудования, года ввода, индекса технического состояния и собственника подстанции.

Данные в таблицах 2.16.6 и 2.16.7 приведены на 1 января 2022 года.

Таблица 2.16.4. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ

Электрические сети	**Нормативный срок службы ЛЭП, лет**	**Состояние ЛЭП**
		Нормативный срок истек, %
110 кВ		
ОАО «ИЭСК»	40	66,4
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50
АО «БЭСК»		-
АО «Витимэнерго»		41,66
ПАО «ФСК ЕЭС»		-
ПАО «Русал Братск»		-
АО «Электросеть»		100
ООО «ТЭС»		-
ОАО «СУАЛ»		100
ООО ЭК «Радиан»		-
АО «АНХК»		-
ООО «Транснефть-Восток»		-

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭП, лет	Состояние ЛЭП
		Нормативный срок истек, %
220 кВ		
ОАО «ИЭСК»	40	70,67
АО «Витимэнерго»		0
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		0
ПАО «ФСК ЕЭС»		0
ПАО «Русал Братск»		100
ОАО «СУАЛ»		-
ООО «Транснефть-Восток»		-
500 кВ		
ОАО «ИЭСК»	40	76,92
ПАО «ФСК ЕЭС»		-

Таблица 2.16.5. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов
		Нормативный срок истек, %
110 кВ		
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	-
ООО «Байкальская энергетическая компания»		-
ОАО «ИЭСК»		70,2
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100
АО «БЭСК»		100
АО «Витимэнерго»		55,56
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		70,59
ПАО «ФСК ЕЭС»		-
ПАО «Русал Братск»		-
АО «Электросеть»		68,75
ООО «ТЭС»		25
ОАО «СУАЛ»		-
ООО ЭК «Радиан»		0
АО «АНХК»		40
ООО «Транснефть-Восток»		-
220 кВ		

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов
		Нормативный срок истек, %
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	
ООО «Байкальская энергетическая компания»		
ОАО «ИЭСК»		64,29
АО «Витимэнерго»		0
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		68,96
ПАО «ФСК ЕЭС»		0
ПАО «Русал Братск»		0
ОАО «СУАЛ»		
ООО «Транснефть-Восток»		-
500 кВ		
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	-
ООО «Байкальская энергетическая компания»		-
ОАО «ИЭСК»		43,3
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		-
ПАО «ФСК ЕЭС»		0

Таблица 2.16.6. Информация по воздушным линиям 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
ЛЭП 110 кВ									
1	ВЛ 110 кВ Шелехово - ЭТЦ	110	0,83	2	АС-240/39; АС-300/48; АС-240/39	металл	1987	выше 70	ОАО «СУАЛ»
2	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I, II, III цепи с отпайками (в собственности АО «СУАЛ»)	110	18,511	2	АС-400/64; АС-400/93	металл	1963	выше 70	ОАО «СУАЛ»
	Отпайки от ИГЭС - Шелехово А, Б, В на:	110	0,168		АС-400/51			выше 70	
	ПС Спутник	110	0,07	2	АС-95/16	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Ерши:							выше 70	
	от цепи А	110	7,118	2	АС-120/27; АС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	от цепи В	110	7,262	2	АС-120/27; АС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	от цепи Б	110	7,113	2	АС-70/11; АС-120/27	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Изумрудная от отпайки на ПС Ершовская от ИГЭС - Шелехово А, Б	110	0,03	2	АС-185/29			выше 70	
3	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово	110	18,06	2	АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Гончарово от ИГЭС – Шелехово В,Г	110	1,732	2	АС-120/19	ж/б	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками	110	9,61	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 110 кВ Мельниково – Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	110	16,57	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
6	ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ	110	11,3	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная I цепь	110	1,272	1	АС-300/39; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод с отпайками	110	8,5	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками	110	14,097	1	АС-185/29	металл	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Академическая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	1,195	2	АС-95/16	металл	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	2,872	2	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Пассажирская от отпайки на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	110	0,053	1	АС-120/19	ж/б	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на КТПБ Мельниковская от ИГЭС - Мельниково, Мельниково - Максимовская	110	0,023	1	АС-185/24		1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Глазково от Пивзавод - Ново-Ленино, Мельниково - Максимовская	110	4,675	2	АС-150/34	металл	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС ИЗКСМ от Пивзавод - Ново-Ленино, Максимовская - Ново-Ленино	110	3,345	2	АС-95/16	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Иркутск сорт.тяг.	110	2	2	АС-120/19	мет.ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	110	1,372	1	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636"	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
12	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками	110	9,103	1	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636"; ACCR 427-T13 24/7	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками	110	8,135	1	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636" ACCR 427-T13 24/7	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ИГЭС - Кировская, Южная - Кировская на :	110						выше 70	
	ПС Цимлянская	110	0,023	2	АС-150/24	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Центральная	110	0,016	2	АС-150/24	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Октябрьская	110	0,012	2	ACCR 427-T13 24/7	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Печная	110	0,01	2	АС-150/24	металл	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая	110	3,154	2	АС-120/19	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	110	20,9	1	АС-300/48; АС-120/19	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	110	16,61	1	АС-300/66; АС-120/19	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	110	16,06	1	АС-300/48; АС-120/19; АС-185/29	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	110	23,972	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками	110	34,98	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 110 кВ Подкаменная – Андриановская	110	21,076	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками	110	16,145	1	АС-120/19; АС-300/66	металл	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Слюдянка - Подкаменная, Андриановская - Слюдянка на:	110						выше 70	
	ПС Ангасолка	110	3,24	2	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	ПС Рудная	110	10,71	2	АС-185/29	металл	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	ВЛ 110 кВ Байкальская - Нагорная I, II цепи с отпайками	110	1,47	2	АС-185/29	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Релейная	110	0,718	2	АС-120/19	металл	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Южная (от цепи А)	110	3,599	1	АС-95/16; АС-185/29	металл	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Восточная – Туристкая I, II цепи с отпайками	110	62,919	2	АСПТ-400/51; АС-185/24	мет,ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на:							выше 70	
	ПС Приморская	110	1,084	2	АС-150/24	мет,ж/б	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Молодежная	110	0,658	2	АС-150/24	металл	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Дачная	110	н/д	2	АС-150/24	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Березовая от отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на ПС Молодежная	110	1,217	2	АС-300/39	металл, ж/б	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Летняя	110	2,957	2	АС-95/16	ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Сосновая	110	1,071	2	АС-95/16	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Байкальская	110	14,524	2	АС-300/39; АС-185/29	металл, ж/б	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	ВЛ 110 кВ Туристская - Листвянка	110	4,98	2	АС-120/19	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Включена на напр.35 кВ	110	1,26	1	АС-120/19	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I, II цепи с отпайками	110	6,876	2	АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Рабочая	110	2,34	2	АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Знаменская	110	0,05	1	АС-185/29	металл	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПП 110 кВ на ПС Городская	110	0,005	2	АС-185/29		2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I, II цепи с отпайками	110	28,776	2	АС-95/16	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Правобережная I, II цепь на ПС Пивовариха	110	7,168	2	АС-120/19	металл	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепи с отпайками	110	23,887	2	АС-150/24	мет,ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Карлук	110	0,216	2	АС-150/24	мет,ж/б	1976, 86	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хомутово	110	1,696	2	АС-150/24	мет,ж/б	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27а	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепи с отпайкой на ПС Оёк	110	49,807	2	АС-150/24	мет,ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I, II цепи (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А, Б)	110	35,246	2	АСКП-240/32; АС-240/32; АС-300/66	мет,ж/б	2009, 2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-10 - Урик Б на ПС Никольск	110	27,475	1	АС-95/16	мет,ж/б	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск	110	21,43	1	АС-95/16	мет,ж/б	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка	110	60,8	2	АС 120/19	мет,ж/б.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей	110	35,42	1	АС-95/16	дер,ж/б.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Оса - Тихоновка на ПС Енисей	110	7,29	2	АС-120/19	мет,ж/б	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32	ВЛ 110 кВ Оса - Бохан	110	23,97	1	АС-150/24	мет,ж/б	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I, II цепи с отпайками (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-А, Б)	110	91,39	2	АС-70/11; АС-120/19	ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Бильчир	110	1,5	1	АС-70/11	дер.	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ново-Ленино	110	12,3	1	АС-70/11	ж/б	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	ВЛ 110 кВ Жигалово – Знаменка	110	26,618	1	АС-300/39; АС-120/19; АС-150/24	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
35	ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка	110	113,346	1	АС-300/39	металл	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
36	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I, II цепи с отпайками	110	67,38	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайки на ПС Олой	110	0,24	1	АС-150/24		1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ользоны	110	2,3	1	АС-95/16	ж/б	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
37	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I, II цепи с отпайками	110	115,72	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хогот	110	3,22	2	АС-70/11	ж/б	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Манзурка	110	3,7	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Хорбатово	110	4,93	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
38	ВЛ 110 кВ Баяндай - Еланцы I, II цепи с отпайками	110	72,8	2	АС-185/29	мет,ж/б.	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка ВЛ Баяндай - Еланцы А, Б на ПС Косая Степь	110	0,025	2	АС-185/29		1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	ВЛ 110 кВ Качуг – Жигалово	110	117,05	1	АС-120/19; АС-400/51	мет,ж/б	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	ВЛ 110 кВ Усть-Орда - Электрокотельная	110	3,2	1	АС-120/19	мет,ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 110 кВ Усть-Орда - Гаханы	110	46,94	2	АС-150/24	мет,ж/б.		выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - ГПП-1 ПС Иркутская (до ГПП-2)	110	7,154	2	2хАС-500/64	мет.	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 бл.3 – ГПП-2	110	7,53		2хАС-500/64			выше 70	ОАО «ИЭСК»
43	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 (бл. 4) - ГПП-1 (до ГПП-2)	110	7,042	2	2хАС-500/64	мет.	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ ИркутскаяТЭЦ-10 бл.5 – ГПП-2	110						выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 (бл. 6 и 7) - ГПП-2	110	6,951	2	2хАС-500/64	мет.	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
45	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 бл.8 – ГПП-2	110	6,954	2	2хАС-500/64	мет.	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино	110	22,732	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная	110	8,369	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
48	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Еловка	110	8,987	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Ново-Ленино на:	110						выше 70	
	ПС ПРП	110	0,314	2	АС-70/11	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-2	110	1,599	2	АСКП-185/29	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Мегет	110	4,19	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Еловка, на:	110						выше 70	
	ПС ПРП	110	0,287	2	АС-70/11	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-2	110	0,195	2	АСКП-185/29	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Мегет	110	4,19	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Водозабор-1)	110	7,343	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Водозабор-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Водозабор-1)	110	5,489	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9)	110	15,502	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Водозабор №1, ТЭЦ-10 - ТЭЦ-9 на:	110						выше 70	
	ПС Суховская	110	0,35	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Водозабор-1	110	1,112	1	АС-185/29	мет.	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - ЦРП-2	110	2,7	1	А-400	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - ТЭЦ-1	110	5,345	2	АС-185/29; АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
54	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Мирная)	110	3,46	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – Мирная)	110	3,239	1	М-120	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
56	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Ангарская с отпайкой на ПС Промышленная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Ангарская)	110	5,135	1	АС-500/64; АСК-300/39; АС-185/29	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 - Ангарская на ПС Промышленная	110	0,341	1	АС-185/24	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ГПП-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ГПП-2)	110	8,215	1	2хАС-500/64; 2хАС-300/39; 2хАС-400/93	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ТЭЦ-9 - ГПП-2 ПС Иркутская на ПС Ангарская	110	3,426	1	АС-185/29	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Промышленная от отпайки на ПС Ангарская	110	0,243	1	АС-185/24	металл	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 - ГПП-2 на ПС Н-3	110	0,5	1	АС-120/19			выше 70	ОАО «ИЭСК»
58	ВЛ 110 кВ ГПП-2 ПС Иркутская - Прибрежная	110	17,452	2	АС-185/128	металл	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Пионерская	110	16,382	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Ответвление на ПС Юбилейная от отпайки на ПС Пионерская	110	1,465	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
59	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - УП-12	110	7,246	1	АС-400/64; АС-400/51; АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
60	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - УП-8	110	2,166	1	АС-400/51	металл	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
61	ВЛ 110 кВ УП-12 - УП-10	110	2,082	1	АС-400/51; АС-300/39	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
62	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - УП-10	110	5,187	1	АС-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
63	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 - УП-11	110	6,584	1	АС-400/51; АС-240/32	металл	1983, 2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
64	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I, II цепи (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-А, Б)	110	3,15	2	М-120; АС-185/29; АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
65	ВЛ 110 кВ УП-15 - УП-11	110	1,577	1	А-300; АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
66	ВЛ 110 кВ УП-15 - УП-12 I, II цепи	110	25,994	2	А-400; АС-300/39; АС-300/48; АС-400/64	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
67	ВЛ 110 кВ УП-15 - УП-8 с отпайкой	110	5,366	1	АС-240/32; АС-300/39	металл	1970, 1981, 1983, 2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ УП-15 - УП-8 на ПС ЦРП-2	110	3,5	1	А-400; АС-120	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
68	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I, II цепи	110	5,326	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
69	ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усольская)	110	27,6	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
70	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Усольская)	110	7,33	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
71	ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками	110	28,157	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Цемзавод - Усольская, Вокзальная - Цемзавод на:	110						выше 70	
	ПС Тельма	110	0,478	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС ЗГО	110	2,8	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Ответвление на ПС Усольмаш от отпайки на ПС ЗГО	110	0,325	2	АС-120/19			выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Новожилкино	110	21,707	2	АС-70/11	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
72	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Вокзальная)	110	8,272	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
73	ВЛ 110 кВ Тельма - Б.Жилкино I, II цепи	110	22	2	АС-95/16	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
74	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 - Карбидные печи I, II цепи	110	0,428	2	АС-300/48	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
75	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Белореченская)	110	10,51	1	АС-185/29	мет,ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
76	ВЛ 110 кВ Белореченская – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	110	35,422	1	АС-185/29	мет,ж/б	1956	выше 70	ОАО «ИЭСК»
77	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Мальта)	110	14,433	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
78	ВЛ 110 кВ Мальта – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	110	27,408	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Белореченск - Лесозавод, Мальта - Лесозавод на ПС Половина	110	2,93	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
79	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово I, II цепи с отпайкой на ПС Огнеупоры	110	29,19	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Лесозавод - Черемхово А, Б на ПС Огнеупоры	110	4,8	2	АС-95/16	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
80	ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	110	24,773	2	АС-185/29	мет,ж/б	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Свирск А на ПС Оса	110	87,597	1	АС-185/29; АС-300/204; АС-300/39	мет,ж/б	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Свирск А, Б на ПС Карьерная	110	16	2	АС-70/11	металл	1990 и 91	выше 70	ОАО «ИЭСК»
81	ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон	110	29,541	1	АС-300/66; АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
82	ВЛ 110 кВ Забитуй – Головинская	110	37,163	1	АС-300/66; АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
83	ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон	110	58,942	1	АС-300/66; АС-300/39	мет,ж/б	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Забитуй, Черемхово - Кутулик на ПС Жаргон	110	7,91	2	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
84	ВЛ 110 кВ Кутулик – Головинская	110	20,983	1	АС-300/66; АС-300/39	мет,ж/б	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
85	ВЛ 110 кВ Головинская – Залари	110	28,697	1	АС-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
86	ВЛ 110 кВ Головинская – Бахтай с отпайкой на ПС Алтарик	110	40,467	1	АпС-120/19	мет,ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отайка от ВЛ Головинская - Бахтай, на ПС Алтарик	110	0,02	1	АпС-120/19	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
87	ВЛ 110 кВ Залари – Солерудник с отпайкой на ПС Тыреть	110	25,41	1	АС-185/29; АС-240/39; АСК-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
88	ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками	110	54,445	1	АС-185/29; АС-240/39	металл	1959, 1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Залари-Солерудник, Солерудник - Новозиминская на ПС Тыреть тяг.	110	0,213	2	АС-240/39	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Солерудник - Новозиминская на ПС Зима тяг.	110	2,408	1	АС-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
89	ВЛ 110 кВ Головинская – Заря	110	24,323	1	АС-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
90	ВЛ 110 кВ Головинская - Иваническая	110	39,65	2	АС-120/19	мет,ж/б	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
91	ВЛ 110 кВ Заря – Делюр	110	31,239	1	АС-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
92	ВЛ 110 кВ Делюр – Зима	110	44,681	1	АС-185/29	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
93	ВЛ 110 кВ Балаганск – Новонукутск	110	57,4	1	АС-150/24	ж/б	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
94	ВЛ 110 кВ Новонукутск – Бахтай	110	34,93	2	АС-150/24	мет,ж/б.	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
95	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская I, II цепи	110	3,151	2	АС-185/29	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
96	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – Балаганск	110	72,348	1	АпС-120/19; АпСК-120/19	мет.дер.	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
97	ВЛ 110 кВ Новозиминская - ГПП-1	110	7,986	1	АСК-400/51	металл	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
98	ВЛ 110 кВ ГПП-1 - Новозиминская ТЭЦ	110	4,821	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
99	ВЛ 110 кВ Новозиминская - ГПП-2	110	8,713	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
100	ВЛ 110 кВ ГПП-2 - Новозиминская ТЭЦ	110	1,754	1	АСК-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
101	Новозиминская ТЭЦ - Ока с отпайкой	110	14,452	2	АСК-185/29; АС-185/29	ж/б.мет.	1974-94	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Ока на Зиминский с/х комплекс	110	8,74	2	АпС-120/19	ж/б.мет.	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
102	Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская с отпайкой	110	9,984	2	АС-400/51	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская на ПС Стройбаза	110	0,11	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
103	ВЛ 110 отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Харик)	110	39,9	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
104	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Куйтун)	110	49,974	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ НЗТЭЦ - Харик, НЗТЭЦ - Куйтун на НПС Кимильтей	110	2,374	2	АС-185/29	ж/б	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
105	ВЛ 110 кВ Харик – Куйтун	110	17,858	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
106	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская	110	32,49	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
107	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	110	64,39	1	АпС-185/29; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
108	ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра	110	36,1	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Куйтун - Тулюшка на ПС Майская	110	0,03	2	АС-95/16		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Тулюшка - Тулун на ПС Нюра	110	1,1	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
109	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I, II цепи с отпайками	110	59,075	2	АС-300/66; АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Котик	110	Рядом с ВЛ	2	АС-185/29		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Будагово	110	1,75	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
110	ВЛ 110 кВ Шеберта – Худоеланская	110	17,371	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
111	ВЛ 110 кВ Шеберта – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	110	63,231	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
112	ВЛ 110 кВ Худоеланская – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	110	50,462	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайка от ВЛ Шеберта - Нижнеудинск, Худоеланская - Нижнеудинск на ПС Рубахино	110	0,065	2	АС-185/29	металл	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
113	ВЛ 110 кВ Шеберта - Катарбей	110	40,3	1	АпС-120/19	мет.ж/б	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
114	ВЛ 110 кВ Тулун - НПС Тулун с отпайкой	110	12,604	2	АС-95/16	мет,ж/б	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Тулун - НПС на ПС Стеклозавод	110	5,552	2	АС-150/19; АпС-120/19; АС-95/16	мет,ж/б	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
115	ВЛ 110 кВ Тулун - Бадар с отпайкой	110	26,089	1	АС-120/19; АС-185/29	мет,дер	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка ОТ ВЛ Тулун - Бадар на ПС Азейская	110	0,574	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
116	ВЛ 110 кВ Тулун - Азейская с отпайкой	110	3,473	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Тулун - Бадар, Тулун-Азейская на ПС ЦЭП ТУР	110	7,757	1	АС-120/19	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
117	ВЛ 110 кВ Тулун - Алгатуй I, II цепи	110	41,5	2	АпС-150/34	металл, ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
118	ВЛ 110 кВ Тулун - Гуран	110	28,95	2	АС-120/19	ж/б	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	(включена на 10 и 35 кВ)	110	1,52	1	АС-120/19	ж/б	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
119	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	110	14,9	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
120	ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	63,771	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
121	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	110	11,67	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
122	ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	110	60,937	1	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ ВРЗ - Замзор, Водопад - Замзор на ПС УК	110	0,53	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
123	ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок	110	35,752	1	АС-300/66; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
124	ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха	110	58,771	1	АС-300/66; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
125	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	110	79	1	АС-300/66	мет.ж/б	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ Замзор - Силикатная, Замзор - Тайшет:	110						выше 70	ОАО «ИЭСК»
	на ПС Топорок	110	2,27	2	АС-300/39	мет.ж/б	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Силикатная - Тайшет, Замзор - Тайшет на ПС Облепиха	110	1,96	2	АС-185/29	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
126	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43) (до гр.отв.)	110	127,3	1	АС-150/24	мет.ж/б	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46) (до гр.отв.)	110	28,3	1				выше 70	ОАО «ИЭСК»
127	ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	110	18,28	1		металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
128	ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59)	110	14,235	1	АС-300/48	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Бирюса - Тайшет, Тайшет - Тайшет тяг. на ПС НП-17	110	0,87	2	АС-120/19	мет.ж/б	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
129	ВЛ 110 кВ Юрты – Бирюса (С-62) (до гр. отв.)	110	8,14	1	АС-300/48; АС-300/39	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
130	ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61) (до гр. отв.)	110	15,33	1	АС-300/48	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
131	ВЛ 110 кВ Тайшет - ЗСМ I, II цепи	110	2,7	2	АС-185/29	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
132	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская	110	85,136	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
133	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет-Восточная с отпайкой на ПС Невельская	110	85,5	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
134	ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет	110	1,095	1	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка о ВЛ Ново-Чунка – Тайшет, Ново-Чунка – Восточная на Невельскую	110	0,5	2	АС-300/39	мет.ж/б	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
135	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка I, II цепи с отпайкой на ПС Лесогорск	110	34,75	2	АС-185/29; АС-300/39	ж/б.мет.	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Чуна тяговая – Ново-Чунка на ПС Лесогорская	110	0,193	2	АС-300/39		1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
136	ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	110	9,055	1	АС-240/32	ж/б.мет.	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
137	ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна	110	74,756	1	АС-240/32; АС-300/48; АС-300/66; АС-330/43	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
138	ВЛ 110 кВ Чукша – Чуна тяговая	110	37,966	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
139	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша	110	44,337	1	АС-240/32; АС-300/66; АС-330/43	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
140	ВЛ 110 кВ Огнёвка – Чуна Док (оп.1-109)	110	38,121	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
141	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша (оп.1-109)	110	38,175	1	АС-240/32	металл	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
142	ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками	110	20,493	1	АС-185/29; АС-240/32; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка о ВЛ МПС - Опорная на ПС Вихоревка	110	0,76	1	АС-185/29	дерево	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
143	ВЛ 110 кВ МПС – Огневка с отпайками	110	66,367	1	АС-185/29; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ МПС - Огневка на ПС Вихоревка	110	0,76	1	АС-240/32	дерево	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ МПС - Опорная, МПС - Огневка на ПС Солнечная	110	0,8	2	АС-180/39	металл	1997	выше 70	АО «БЭСК»
144	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	110	34,296	1	АС-185/29; АС-240/32; АС-330/43	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
145	ВЛ 110 кВ Турма – Огневка	110	24,08	2	АС-185/29	металл	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
146	ВЛ 110 кВ БЛПК – Насосная I, II цепи с отпайками	110	6,9	2	АС-70/11; АС-185/29	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Насосная на ПС Южная	110	1,2	2	АС-70/11	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
147	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I, II цепи с отпайками	110	7,5	2	АС-185/29	Металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ БЛПК - Западная А, Б на:	110						выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Северная	110	4,1	2	АС-185/29	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	ПС Городская	110	2	2	АС-185/29	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
148	ВЛ 110 кВ БЛПК - Промбаза I, II цепи с отпайками	110	3,5	1	АС-70/11	дерево	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Промбаза А на ПС №18	110	0,5	1	АС-70/11	дерево	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
149	ВЛ 110 кВ БЛПК - Иркутская ТЭЦ-6 I, II цепи с отпайками	110	0,73	2	АС-185/29	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
150	ВЛ 110 кВ БЛПК – ЛДК I, II цепи с отпайками	110	0,66	2	АС-120/19	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
151	ВЛ 110 кВ БЛПК – Хлорная I, II цепи с отпайками	110	4,9	1	АСК-185; АСК-185	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
152	ВЛ 110 кВ Опорная - Кузнецовка I, II цепи с отпайками	110	17,66	1	АпС-120/19	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
153	ВЛ 110 кВ Опорная - Калтук с отпайкой	110	16	1	АпС-120/19; АпС-150/24	металл	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Опорная - Кузнецовка, Опорная - Калтук на ПС Моргудон	110	4,6	2	АпС-120/19	металл	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
154	ВЛ 110 кВ Опорная - БЛПК I и II цепь (ПС 110 кВ БЛПК - оп.№19)	110	14,56	2	АС-240/32	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
155	ВЛ 110 кВ Падунская – Западная с отпайкой на ПС Бикей	110	29,19	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
156	ВЛ 110 кВ Падунская – Инкубатор	110	6,024	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
157	ВЛ 110 кВ Инкубатор – Западная с отпайкой на ПС Бикей	110	26,214	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Падун - Западная, Инкубатор - Западная на ПС Бикей	110	Рядом с ВЛ	1			1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
158	ВЛ 110 кВ Западная – Котельная I, II цепи:	110	3,1	2	АС-150/24; АС-95/16	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
159	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель I, II цепь с отпайкой на ПС КПД	110	10,79	2	АС-185/29	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
160	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепи с отпайками	110	4,54	2	АС-185/29; АС-120/19	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС СТЭМИ	110	0,452	2	АС-185/29	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки на ПС Ангарстрой	110	Рядом с ВЛ	2			1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
161	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	110	29,06	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	метал.	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
162	ВЛ 110 кВ Зяба – Кежма	110	40,84	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	металл	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
163	ВЛ 110 кВ Кежма – Видим	110	55,342	1	АС-120/22; АС-185/34; 2АС-150/24 + АС-185/34	металл	2002	выше 70	ОАО «ИЭСК»
164	ВЛ 110 кВ Видим – Черная	110	40,494	1	АС-120/22	металл	2003	выше 70	ОАО «ИЭСК»
165	ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	110	39,282	1	АС-120/22; АС-150/24	металл	2004	выше 70	ОАО «ИЭСК»
166	ВЛ 110 кВ Коршуниха - Н.Коршуниха I, II цепи	110	8,57	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
167	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	110	22,671	1	АС-185/29; АС-150/24	металл	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
168	ВЛ 110 кВ Хребтовая – Семигорск	110	30,2	1	АС-185/29; АС-150/24	металл	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
169	ВЛ 110 кВ Семигорск – Ручей	110	40,01	1	АС-150/24	металл	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
170	ВЛ 110 кВ Ручей – Усть-Кут	110	46	1	АС-150/24	мет., ж/бетон	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
171	ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена	110	11,8	1	АС-150/24	металл	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
172	ВЛ 110 кВ Лена – Осетрово I, II цепи	110	2,6	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
173	ВЛ 110 кВ Лена – Киренск I цепь	110	231,032	1	АЖ-120; АС-240/39; АС-185/29; АС-120/19	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
174	Транзит 110 кВ Лена – Верхнемарково - Киренск	110	231,032	1	АЖ-120; АС-240/39; АС-185/29; АС-120/19	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
175	ВЛ 110 кВ Рудногорская - Ново-Илимская I, II цепи с отпайками (№103, №104)	110	5,1	2	АС-120/19	металл	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
176	ВЛ 110 кВ Рудногорская – Березняки I, II цепи с отпайками (№101, №102)	110	43,5	2	АС-120/19	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Ждановская	110	2,4	2	АС-95/16	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Игирма	110	14	2	АС-95/16	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Карьер	110	15,3	2	АС-95/16	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
177	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная I, II цепи (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-1, 2)	110	9,821	2	АКп-240; АС-240/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
178	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная III, IV цепи (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-3, 4)	110	9,726	2	АКп-240; АС-240/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
179	ВЛ 110 кВ Таежная – Карапчанка I, II цепи с отпайками	110	9,15	2	АС-150/24	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ Таежная - Карапчанка на ПС Межница	110	2,52	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
180	ВЛ 110 кВ Таежная – Симахинская I, II цепи	110	2,85	2	АС-185/29	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
181	ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 1 цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская, ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 2 цепь	110	130,9 (по 2 цепям)	-	2*АС-150/24; АС-150/24; АС-120/19; АС-120/27	металл, дерево	1990	выше 70	АО «Витимэнерго»
182	ВЛ 110 кВ Артемовская - Мараканская	110	60	1	АС-120/19	дерево	1963	выше 70	АО «Витимэнерго»
183	ВЛ 110 кВ Кропоткинская - Вернинская с отпайкой на РП Полюс	110	18,703	1	АС-185/24; АС-95/16	н/д	2014	выше 70	АО «Витимэнерго»
184	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Бодайбинская [3С]	110	12,2	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	АО «Витимэнерго»
185	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мамакан 1, 2 цепь	110	0,5	2	АС-185/29	металл	1989, 2020	выше 70	АО «Витимэнерго»
186	ВЛ 110 кВ Артемовская - Кропоткинская	110	56,5	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	АО «Витимэнерго»
187	ВЛ 110 кВ Кропоткинская - Невский	110	7,8	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	АО «Витимэнерго»
188	ВЛ 110 кВ Невский - Перевоз	110	127,2	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	АО «Витимэнерго»
189	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1	110	19,824	1	АС 300/39; АС 240/32	металл	2015, 2019	выше 70	АО «Витимэнерго»
190	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2	110	19,873	1	АС 300/39; АС 240/32	металл	2021	выше 70	АО «Витимэнерго»
191	ВЛ 110 кВ Коршуниха - Коршуниха тяг. I, II цепи	110	1	2	АС-120/19	металл	1959	82,05	АО «Электросеть»
192	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мусковит	110	81,5	1	АС-95, АС-120	дерево	1965	выше 70	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
193	ВЛ 110 кВ Еланцы – Черноруд цепь А	110	24,76	1	АС-120/19	ж/б, металл	2006	выше 70	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
ЛЭП 220 кВ									

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
1	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-201)	220	10,723	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-202)	220	11,253	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Байкальскую от ВЛ-201, 202	220	1,922	2	АС-300/39	металл	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 1 с отпайками (ВЛ-203)	220	34,834	1	АС-400/51; АС-400/93	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 2 с отпайками (ВЛ-204)	220	37,19	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ-203, 204 на ПС Ново-Ленино	220	5,246	2	АС-300/39	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ-203, 204 на ПС Бытовая	220	3,636	2	АС-300/39	металл	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная I, II цепи с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная-А, Б)	220	21,805	2	АС-300/39	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Левобережная от НИТЭЦ - Правобережная А, Б	220	0,17	2	АС-300/39	металл	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь с отпайкой на ПС Столбово	220	62,972	1	АС-500/64; AERO-Z AACSR Z 747	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь до ПС 220 кВ Столбово	220	0,209						

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
7	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь с отпайкой на ПС Столбово	220	63,358	1	АС-500/64; AERO-Z AACSR Z 747	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь до ПС 220 кВ Столбово	220	0,125						
8	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I, II цепи с отпайками (ВЛ-209, ВЛ-210)	220	42,705	2	АС-500/64	металл	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС Светлая от ВЛ 209, 210	220	2,85	2	АСкП-240/32	металл	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	220	111,198	1	АС-300/39; 2хАС-300/39; АС-400/51	сталь	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	220	109,864	1	АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на Слюдянку от ШБЦ-269, 270	220	0,013	2	АС-300/39	н/д	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	220	174,405	1	3хАС-300/39; 3хАС-300/66; АС-400/51	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 1	220	1,573	1	2хАС-300	металл	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2	220	2,063	1	2хАС-300	сталь	2018	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 220 кВ Ключи – Общезаводская А	220	1,214	1	АС-400/51	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 220 кВ Ключи – Общезаводская Б	220	1,267	1	АС-400/51	металл	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272) (до р. Снежная)	220	35,263	2	АС-300/39	металл	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 220 кВ БЦБК – Байкальск (БЦБ-271)	220	6,88	2	АС-300/39	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
18	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273) (до р. Снежная)	220	30,996	2	АС-300/39	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	220	100,389	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	220	99,014	1	АС-400/64; АС-400/51	металл	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	Отпайка на ТЭЦ-11 от ВЛ- 215, 216	220	2,496	2	АС-400/51	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	Отпайка на эл.котельную от ВЛ-215, 216	220	0,989	2	АС-300/39	металл	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	(эл.котельная не эксплуатируется)	220	1,028					выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-215, 216 (под охранным напряжением)	220	12,033	2	АС-400/51	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-221, 222	220	12,042	2	АС-400/51	металл		выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 1 (ВЛ-213)	220	25,327	1	АС-500/64; АС-300/39	металл, ж/б	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 2 (ВЛ-214)	220	22,1	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	ВЛ 220 кВ Черемхово – Ново-Зиминская (ВЛ-230)	220	147,417	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231)	220	130,998	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное (ВЛ-232)	220	125,497	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Покосное (233) участок СЭС оп.178-341а	220	61,851	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
32	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Покосное (233)	220	116,424	1	АС-400/93; АС-400/51	металл	1957	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская I цепь (ВЛ-235)	220	4,351	1	АС-400/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская II цепь (ВЛ-236)	220	4,406	1	АС-300/48	металл	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
35	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - оп.13/14 (237)	220	4,194	1	АС-300/39	металл	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
36	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская (ВЛ-238)	220	15,645	1	АС-400/64; АС-300/39; БС-400	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
37	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК (ВЛ-239)	220	42,74	1	АС-300/39; АС-400/51	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
38	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	220	96,408	1	АС-300/39; АС-300/48	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	220	95,03	1	АС-300/39; АС-300/48	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайкой на ПС № 6 (ВЛ-245)	220	8,4	1	АС-300/48; АС-500/64; АС-500/336	мет.дер	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на ПС №6 от ВЛ-245	220	0,05	1	АС-300/48	н/д	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайками (ВЛ-246)	220	11,2	1	АС-300/48; АС-500/64; АС-500/336	мет.дер	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС №6	220	0,05	1	АС-300/48	н/д	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС №3	220	0,17	1	АС-300/48	н/д	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-247)	220	113,461	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
43	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-248)	220	208,536	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Рудногорская (ВЛ-249)	220	95,352	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
45	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250)	220	84,366	1	АС-400/72; АС-400/64; АС-300/39; АС-330/43; БС-400; 2 АС-400/72 + АС-330/43	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка на: Заводскую	220	3,4	1	АС-300/39	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	ВЛ 220 кВ НПС-4 – Коршуниха (ВЛ-251)	220	84,797	1	АС-400/64	металл	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	220	33,73	1	АС-300/39	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
48	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 3	220	34,557	1	АС-300/39	металл	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	ВЛ 220 кВ Д-142 СПП – Джижива цепь-1	220	112,16	1	АС-240/32; АС-240/39	мет.дер	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная I цепь с отпайкой на ПС № 3 (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-А)	220	4,62	1	АС-300/39		1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная II цепь (ВЛ 220 кВ УИГЭС –Таежная-Б)	220	4,376	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Лена	220	120,026	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха	220	134,052	1	АС-300/39	металл	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
54	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена	220	13,604	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная	220	41,514	1	АС-300/39	металл	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	220	1,17	1	АС-300/39	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
56	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим I цепь	220	6,729	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	220	7,106	1	АС-300/39	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
58	ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга	220	96,346	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга на ПС 220 кВ Небель	220	2,011	1	АС-300/39	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
59	ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	220	87,861	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
60	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33) (до оп.76/204)	220	25,073	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
61	ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	220	71,394	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния на ПС 220 кВ Чудничный	220	1,17	1	АС-300/39	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
62	ВЛ 220 кВ Ния – Киренга	220	70,195	1	АС-300/39	металл	1978-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	220	2,011	1	АС-300/39	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
63	ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30)	220	42,972	1	АС-300/39	металл	1978-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
64	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32) (до оп.76/204)	220	72,948	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
65	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1	220	0,396	1	2хАС-600/72	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
66	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №2	220	0,439	1	2хАС-600/72	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
67	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №3	220	0,58	1	2хАС-600/72	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
68	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №4	220	0,612	1	2хАС-600/72	металл	2021	100	ОАО «ИЭСК»
69	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ I, II цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	38,7	2	АС-500/64	металл	1971	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
70	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ III, IV цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	38,9	2	АС-500/64	металл	1970	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
71	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ V, VI цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	40	2	АС-500/64	металл	1965	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
72	Отпайка на БЛПК от БРАЗ-V	220	12,832	1	АС-400/64	металл	1979	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
73	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VII, VIII цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	39,4	2	АС-500/64	металл	1967	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
74	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ IX, X цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	39,934	2	АС-500/64	металл	1973	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
75	ВЛ 220 кВ БГЭС-БРАЗ XI-XII (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	40,154	2	АС-500/64	металл	1975	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
76	Отпайка на Пурсей от ВЛ БГЭС - БРАЗ - IX, XII	220	2,77	2	АС-240/32; АС-300/39	металл	1975	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
77	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово I, II цепь (ВЛ-207, ВЛ-208)	220	15,998	2	АС-400/51	металл	1984	выше 70	ОАО «СУАЛ»
78	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №1	220	61,88	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
79	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №2	220	61,855	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
80	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №1	220	124,726	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
81	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №2	220	124,82	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
82	ВЛ 220кВ НПС 7 - НПС 9 1 цепь с отпайкой на ПС НПС 8	220	232,617	1	АС-240/56; АС-240/32	металл	2008, 2015, 2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
83	ВЛ 220кВ НПС 7 - НПС 9 2 цепь с отпайкой на ПС НПС 8	220	233,026	1	АС-240/56; АС-240/32	металл	2008, 2015, 2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
84	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №1	220	242,776	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
85	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №2	220	242,847	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»
86	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй №1	220	217,32	1	АС-400/51	металл	2014	95	ПАО «ФСК ЕЭС»
87	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй №2	220	217,212	1	АС-400/51	металл	2012	95	ПАО «ФСК ЕЭС»
88	ВЛ 220кВ Пеледуй - Сухой Лог №1	220	261,329	1	АС-300/39; АС-500/336 переход ч/з р."Лена" пр.оп.№33/1-33/4	металл	2015, после реконструкции 2019	90,67	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
89	ВЛ 220кВ Пеледуй - Сухой Лог №2	220	261,991	1	АСПк 240/56-A1F/40SA; AASCRZ 647 переход ч/з р."Лена" пр.оп.№33-38	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»
90	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №1	220	128,6	1	АСПк 240/56; AACSRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»
91	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №2	220	128,6	1	АСПк 240/56; AACSRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»
92	ВЛ 500кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №2	220 (эксплуатационное)	294,6	1	АСк2у 300/39	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»
93	ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан 1 цепь, ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан 2 цепь с отпайками	220	212	2	АС-400/51; АС-300/39	металл	1989		АО «Витимэнерго»
94	ВЛ-220 кВ Тубинская (отп. от ВЛ-220 Усть-Илимская ГЭС - РП Коршуниха)	220	5	1	АС-300	металл	1995	81	ОАО «РЖД»
ЛЭП 500 кВ									
1	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	500	216,92	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная	500	213,01	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	ВЛ 500 кВ Озёрная - Тайшет №1	500	12,918	1	3хАС-500/64	металл	1966, 2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	ВЛ 500 кВ Озёрная - Тайшет №2	500	12,461	1	3хАС-500/64	металл	1963, 2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560)	500	308,9	1	3хАпС-300/39; 2хАЖС-500/336	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	500	242	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	500	241,818	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
8	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1 (до гр. Иркутской области - 39,75, всего - 243 км)	500	0	1	3хАС-500/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2 (до гр. Иркутской области - 40,374, всего - 243,454 км)	500	0,454	1	3хАС-500/64	металл	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	ВЛ 500 кВ Тулун – УПК Тыреть (ВЛ-563)	500	159,4	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	ВЛ 500 кВ Тулун – Ново-Зиминская (ВЛ-564)	500	126,132	1	3хАС-500/64; 3хАС-500/26; 3хАС-500/26	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская – УПК Тыреть (ВЛ-568)	500	50,302	1	3хАС-500/64; 3хАС-500/26	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	500	71,906	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озёрная	500	72,428	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560) участок СЭС оп.1-360	500	145,87	1	3хАпС-300/39; 2хАЖС-500/336	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	500	178,168	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	500	179,783	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	500	71,24	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	500	68,415	1	3хАС-500/64	металл	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571)	500	256,702	1	2хАС-500/336; 3хАС-330/43	металл	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП (ВЛ-572)	500	256,148	1	2хАС-500/336; 3хАС-330/43	металл	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1	500	278,433	1	3хАС-300/39	металл	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напр., кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
23	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Иркутская (ВЛ-565)	500	179	1	3хАС-500/64	металл	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Ключи (ВЛ-566)	500	223,921	1	3хАС-500/64	металл	1961, 2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	ВЛ 500 кВ Иркутская – Ключи (ВЛ-581)	500	49,426	1	3хАС-300/39	металл	1993, 2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	участок под охранным напряжением - бывшая ВЛ-566	500	2,957	1	3хАС-500/64	металл	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»

Таблица 2.16.7. Информация по подстанциям 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
Оборудование 110 кВ							
1	Хомутово	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	Карлук	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	Пивовариха	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	Покровская	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
5	Никольск	Т-1	110	ТМ-6300/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	Урик	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	SFSZ -40000/110/35/10	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	Оёк	Т-1	110	SFSZ -25000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	SFSZ -25000/110/35/10	2019	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	Качуг	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	Манзурка	Т-1	110	ТМН-2500/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-2500/110/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	Хорбатово	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-2500/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	Оса	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	Тихоновка	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	Ново-Ленино	Т-1	110	ТМ-6300/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	Бильчир	Т-1	110	ТМН-6300/110/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	Енисей	Т-1	110	ТМН-2500/110/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
16	Усть-Орда	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	Электрокотельная	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДН-16000/110/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	Ользоны	Т-1	110	ТМН-2500/110/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМТН-6300/110/35/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	Еланцы	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	Косая Степь	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	Баяндай	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	Хогот	Т-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	Жигалово	Т-1	110	ТМТН-6300/110/20/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/20/10	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	Знаменка	Т-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	Новая-Уда	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	Бохан	Т-1	110	ТДН-10000/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	Черноруд	Т-1	110	SFSZ -16000/110/35/10	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	Глазково	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10/6	2002	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10/6	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	Ерши	Т-1	110	ТДН-10000/110/35/6	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДН-16000/110/6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	ЗКСМ (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Актив»)	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	Изумрудная	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
32	Луговая	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
33	Мельниково	Т-1	110	SFSZ-40000/110/35/6	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	SFSZ-40000/110/35/6	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДТН-25000/110/10/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТН-25000/110/10/6	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
34	Н.Ленино	Т-1	110	ТДТНГ-31500/110/35/6	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТНГ-31500/110/35/6	1955	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТРДН-32000/110/6	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТН-31500/110/6	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
35	Пивзавод	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/10	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
36	Спутник	Т-1	110	ТДН-15000/110/6	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-15000/110/6	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТРДН-25000/110/6/6	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
37	Студенческая	Т-1	110	ТРДН-40000/110/6	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
38	Шелехово	Т-1 ф.А	110	ОРД-70000/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1 ф.В	110	ОРД-70000/110/10	2005	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1 ф.С	110	ОРД-70000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2 ф.А	110	ОРД-70000/110/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2 ф.В	110	ОРД-70000/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2 ф.С	110	ОРД-70000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-5	110	ТРДЦН-80000/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-7	110	ТРДЦН-80000/110/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
39	Южная	Т-1	110	ТДТН-20000/110/35/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТНГ-20000/110/35/6	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
40	Байкальская	Т-3	110	ТДН-10000/110/6	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
41	Березовая	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
42	Городская	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
43	Знаменская	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
44	Знаменская-2	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
45	Искра	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	1975	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
46	Кировская	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДТН-40000/110/6/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
47	Летняя	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
48	Молодежная	Т-1	110	ТДН-10000/110/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
49	Нагорная	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
50	Октябрьская	Т-1	110	ТДТНГ-20000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-15000/110/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДН-16000/110/6	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
51	Печная (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Энерго»)	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	1976	выше 71	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
52	Приморская	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
53	Рабочая	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-25000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
54	Релейная	Т-1	110	ТРДН-40000/110/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
55	Сосновая	Т-1	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
56	Туристская	Т-1	110	ТДТНФ-25000/110/35/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
57	Центральная	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10/6	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
58	Цимлянская	Т-1	110	ТДНГУ-40500/110/6	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-40000/110/6	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДТН-40000/110/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
59	Рудная	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-15000/110/6	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
60	ИАЗ (находится на техническом обслуживании по договору с ПАО «Корпорация «Иркут»)	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТРДН-25000/110/10/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
61	Быстрая	Т-1	110	ТМН-2500/110/6	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
62	Иркутская	1Т ГПП-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		2Т ГПП-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		3Т ГПП-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		5Т ГПП-2	110	ТДГ-40000/110/35	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		6Т ГПП-2	110	ТДГ-40000/110/35	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		7Т ГПП-2	110	ТДГ-60000/110/35	1960	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		8Т ГПП-2	110	ТДГ-60000/110/35	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
63	Ангарская	Т-1	110	ТДТН-63000/110/35/6	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
64	Прибрежная	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
65	ПРП	Т-1	110	ТДН-10000/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»
66	Юбилейная	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
67	Промышленая	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
68	Белореченская	Т-1	110	SFSZ-40000/110	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	SFSZ-40000/110	2018	выше 70	ОАО «ИЭСК»
69	Новожилкино	Т-1	110	ТДН-10000/110/10	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
70	Пионерская	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
71	Лесозавод	Т-1	110	ТДНГ-20000/110/10	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДНГ-20000/110/10	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
72	Вокзальная	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/10	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
73	ЗГО	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
74	Цемзавод	Т-1	110	ТДТГ-60000/110/35/6	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
75	Черемхово	Т-3	110	ТДТН-80000/110/35/6	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТН-80000/115/38,5/6,6	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
76	Свирск	Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	110	ТДТН-31500/110/35/6	1967	выше 70	ОАО «ИЭСК»
77	Огнеупоры	Т-1	110	ТМТГ-7500/110/35/6	1964	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6/6	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
78	Карьерная	Т-1	110	ТРДН-25000/110/35/6	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-10000/110/35/6	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
79	Кутулик	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/6	1972	выше 70	ОАО «ИЭСК»
80	Алтарик	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
81	Иваническая	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
82	Бахтай	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
83	Еловка	Т-1	110	ТРДН -25000/110-УХЛ1	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН -25000/110-УХЛ1	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
84	Мирная	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
85	Заря	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
86	Новонукутск	Т-1	110	ТДНФ-25000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
87	Балаганск	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
88	Тайшет	ТСР-110	110	ТДТН-16000/110/35/6	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
89	Бирюса	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	2002	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
90	Юрты	Т-1	110	ТДТНГ-15000/110/35/10	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМТГ-7500/110/35/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
91	ЗСМ	Т-1	110	ТРДН-40000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
92	Новобирюсинск	Т-1	110	ТМ-6300/110/35/10	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1961	выше 70	ОАО «ИЭСК»
93	Лесогорск	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
94	Чуна	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
95	Силикатная	Т-1	110	ТМТН-6300/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМТН-6300/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
96	Шеберта	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-6300/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
97	Катарбей	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
98	Рубахино	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
99	Водопад	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
100	Бадар	Т	110	ТМ-6300/110/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
101	Алгатуй	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
102	Котик	Т	110	ТМТН-6300/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
103	Куйтун	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
104	Майская	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/10	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
105	Стройбаза	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1977	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
106	Ока	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
107	ЗСХК	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
108	Стеклозавод	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-16000/110/35/6	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
109	ЦЭП	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/6	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/6	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
110	Азейская	Т-1	110	ТДТН-40000/110/35/10	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110/35/6	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
111	Вихоревка	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6/6	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6/6	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
112	Гидростроитель	Т-1	110	ТДТН-63000/110/35/6	1995	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-63000/110/35/6	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
113	Городская	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДТГ-40500/110/35/6	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
114	Западная	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
115	Инкубатор	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
116	Котельная	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
117	Кузнецовка	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
118	Промбаза	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
119	Северная	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
120	СТЭМИ	Т-1	110	ТРДН-25000/110/6/6	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/6/6	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
121	Южная	Т-1	110	ТДН-15000/110/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДНГ-15000/110/10	1969	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДН-16000/110/10	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
122	Березняки	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
123	Ждановская	Т-1	110	ТМН-6300/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
124	Н-Игирма	Т-1	110	ТДН-15000/110/10	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
125	Карьер	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
126	Коршуниха	Т-3	110	ТДТН-63000/110/35/10	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТН-63000/110/35/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
127	ЛДК Игирма	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	110	ТДН-16000/110/10	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
128	Н-Илимская	Т-1	110	ТДТН-25000/110/10/6	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/10/6	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
129	Н-Коршуниха	Т-1	110	ТДТН-25000/110/10/6	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/10/6	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
130	Карапчанка	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
131	Межница	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
132	Симахинская	Т-1	110	ТРДН-25000/110/10/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110/10/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
133	Верхнемарково	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	2020	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-16000/110/6	2020	выше 70	ОАО «ИЭСК»
134	Киренск	Т-1	110	ТДТН-25000/110/35/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110/35/10	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
135	Лена	Т-3	110	ТДТН-25000/110/35/6	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДТН-25000/110/35/6	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-5	110	ТРДН-40000110/6/6	2004	выше 70	ОАО «ИЭСК»
136	Макарово	Т-1	110	ТМН-6300/110-71 У1	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
137	Осетрово	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
138	Подымахино	Т-1	110	ТМН-6300/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТМН-6300/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
139	ЦРММ	Т-1	110	ТМН-2500/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
140	Дачная	Т-1	110	ТДТН-40000/110	2021	100	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110	2021	100	ОАО «ИЭСК»
141	Усольмаш	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	н/д	выше 70	ОАО «Усольмаш»
142	Артёмовская	Т-1	110	ТДТН-16000/110-80 У1	1990	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	OVTN-10000/110	1962	н/д	АО «Витимэнерго»
143	Бодайбинская	Т-1	110	ТДТН-16000/110	2012	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110	2001	100	АО «Витимэнерго»
		Т-3	110	ТДТН-16000/110	2001	100	АО «Витимэнерго»
144	Вачинская	Т-1	110	ТДТН-10000/110-У1	1995	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМТГ-5600/110-У1	1960	100	АО «Витимэнерго»
145	Вернинская	Т-1	110	ТДН-16000/110-УХЛ1	2011	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДН-16000/110-УХЛ1	2011	100	АО «Витимэнерго»
146	Кропоткинская	Т-1	110	ТДТН-16000/110	2003	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110	1968	100	АО «Витимэнерго»
147	Мараканская	Т-1	110	ТМТД-10000/110	1969	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМТ-6300/110	1979	100	АО «Витимэнерго»
148	Перевоз	Т-1	110	ТДТН-10000/110	1993	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДТН-10000/110	1993	100	АО «Витимэнерго»
149	Светлый	Т-1	110	ТДТН-10000/110-У1	1991	100	АО «Витимэнерго»
150	РП Полюс	Т-1	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
151	Тайшет-Запад	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1989	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1990	79	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
152	Тайшет-Восток	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1985	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1991	87	ОАО «РЖД»
153	Облепиха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1989	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	86	ОАО «РЖД»
154	Замзор	Т-1	110	ТДТНЖ-40000	1991	85	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000	1991	86	ОАО «РЖД»
155	Ук	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	1984	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	1986	88	ОАО «РЖД»
156	Новочунка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2012	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2012	82	ОАО «РЖД»
157	Невельская	Т-1	110	ТДТН-40000/110	1979	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	2016	98	ОАО «РЖД»
158	Нижнеудинск	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1990	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-3	110	ТДТНЖ-25000	1985	80	ОАО «РЖД»
159	ВРЗ	Т-1	110	ТДТН-25000	1974	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000	1971	81	ОАО «РЖД»
160	Будагово	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1988	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1991	83	ОАО «РЖД»
161	Харик	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	78	ОАО «РЖД»
162	Зима	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1982	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1981	80	ОАО «РЖД»
		Т-3	110	ТДТН-40000-У1	1976	81	ОАО «РЖД»
		Т-4	110	ТДТН-40000-У1	1981	81	ОАО «РЖД»
163	Худоеланская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
164	Нюра	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
165	Тулюшка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	83	ОАО «РЖД»
166	Жаргон	РПТ-1	110	ТДТН-40000	1998	83	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
167	Половина	Т-1	110	ТДТНЖ-40000	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000	1996	89	ОАО «РЖД»
168	Мальта	Т-1	110	ТДТН-40000/110-У1	1975	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110-У1	1975	87	ОАО «РЖД»
169	Усолье-Сибирское	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
170	Тельма	Т-1	110	ТДН 16000/110	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДН 16000/110	1986	81	ОАО «РЖД»
171	Суховская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
172	Мегет	Т-1	110	ТДТН-25000/110-66	1974	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110-66	1973	88	ОАО «РЖД»
173	Иркутск-Сортировочный	Т-1	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-3	110	ТДТНЖ-40000 110/27/6	1995	87	ОАО «РЖД»
174	Академическая	Т-1	110	ТДТН-25000/110	2004	85	ОАО «РЖД»
175	Максимовская	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1985	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000/35/10	2009	86	ОАО «РЖД»
176	Гончарово	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
177	Большой Луг	Т-1	110	ТДТН-16000/115	1980	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-16000/115	1967	77	ОАО «РЖД»
178	Рассоха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
179	Подкаменная	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
180	Головинская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	83	ОАО «РЖД»
181	Делюр	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
182	Забитуй	Т-1	110	ТДТНГ-20000	1959	76	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-16000	1974	80	ОАО «РЖД»
183	Залари	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
184	Тыреть	Т-1	110	ТДТНГ-20000-110-35-10	1959	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНГ-15000-110-35-10	1963	81	ОАО «РЖД»
185	Андриановская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
186	Ангасолка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	78	ОАО «РЖД»
187	Слюдянка	Т1	110	ТДТГ-15000/110/35/10	1958	79	ОАО «РЖД»
		Т2	110	ТДТГ-15000/110/27,5/10	1957	75	ОАО «РЖД»
		Т3	110	ТДТНЖ-40000/110 ВМ УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т4	110	ТДТНГЭ-31500/110/35/27,5	1960	79	ОАО «РЖД»
188	Чуна Тяговая	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110-69 У1	1984	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110-69У1	1985	88	ОАО «РЖД»
189	Чукша	Т-1	110	ТДТНЖ 40000-УХЛ1110/27,5/10	2015	90	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ 40000-УХЛ1110/27,5/10	2015	90	ОАО «РЖД»
190	Огневка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	85	ОАО «РЖД»
191	Турма	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
192	Моргудон	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	83	ОАО «РЖД»
193	МПС	Т-1	110	ТРДН-25000/110	1987	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110	1994	84	ОАО «РЖД»
194	Зяба	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10	2020	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10	2020	76	ОАО «РЖД»
195	Кежемская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
196	Видим	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/35/27,5	1990	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/35/27,5	1987	82	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
197	Черная	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	2003	85	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2017	90	ОАО «РЖД»
198	Коршуниха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2016	90	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2017	90	ОАО «РЖД»
199	Хребтовая	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
200	Семигорск	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
201	Ручей	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2020	83	ОАО «РЖД»
202	Усть-Кут	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
203	Игирма	Т-1	110	ТДЦТП-32000/100У1	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДЦТП-32000/110У1	2012	85	ОАО «РЖД»
204	Рудногорск	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-81У1	1999	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТРДТНЖ-40000/110У	2000	85	ОАО «РЖД»
205	Усть-Илимск	Т-3	110	ТДТГЭ-40500	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-4	110	ТДТНГЭ-31500	1995	82	ОАО «РЖД»
206	Киренга	Т-1	110	ОРДТНЖ-25000/110 У1	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ОРДТНЖ-25000/110 У1	1985	87	ОАО «РЖД»
		Т-3	110	ОРДТНЖ-25000/110 У1	1985	79	ОАО «РЖД»
207	ПС ГПП-1	1Т	110	ТРДН-40000/110	1992	93,12	АО «Электросеть»
		2Т	110	ТДТН-31500/110	1964	85	АО «Электросеть»
208	ПС ГПП-6	3Т	110	ТРДН-25000/110	1986	93,28	АО «Электросеть»
209	ПС Тяговая-1	1Т	110	ТДН-15000/110	1967	85,28	АО «Электросеть»
		2Т	110	ТМ-10000/110	2007	93,37	АО «Электросеть»
		3Т	110	ТДН-10000/110	2021	100	АО «Электросеть»
		4Т	110	ТДН-15000/110	1967	93,2	АО «Электросеть»
210	ПС Тяговая-2	1Т	110	ТДН-16000/110	2019	93,03	АО «Электросеть»
		2Т	110	ТМН-10000/110	1965	92,5	АО «Электросеть»
		3Т	110	ТМН-6300/110	1970	92,5	АО «Электросеть»
		4Т	110	ТРДН-32000/110	1974	93,03	АО «Электросеть»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
211	ПГВ (Подстанция глубокого ввода)	Т1	110	ТРДН-80000/110	2019	100	АО «Электросеть»
		Т2	110	ТРДН-63000/110	1987	94,75	АО «Электросеть»
		Т3	110	ТРДН-80000/110	2019	100	АО «Электросеть»
		Т4	110	ТРДН-63000/110	1987	94,75	АО «Электросеть»
		Т5	110	ТРДН-63000/110	1987	94,66	АО «Электросеть»
212	Топорок	Т-1	110	ТДН-10000/110/35/6	2016	н/д	ООО «ТЭС»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/35/6	2016	н/д	ООО «ТЭС»
213	Тулун	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	2014	н/д	ООО «ТЭС»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	2014	н/д	ООО «ТЭС»
214	НП-18	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	1987	н/д	ООО «Транснефть-Восток»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	1987	н/д	ООО «Транснефть-Восток»
215	НП-17	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	2011	н/д	ООО «Транснефть-Восток»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	2011	н/д	ООО «Транснефть-Восток»
216	Мусковит	Т-1	110	ТМТГ-7500	1963	79,4	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
		Т-2	110	ТМТГ-5600	1963	93,7	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
217	Западная	Т-1	110	ТРДН-40000/110	2013	100	ООО ЭК «Радиан»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110	2013	100	ООО ЭК «Радиан»
218	Ангарстрой	Т-1	110	ТДТНГ-20000/110	1970	н/д	АО «БЭСК»
		Т-2	110	ТДТНГ-20000/110	1970	н/д	АО «БЭСК»
219	Солнечная	Т-1	110	ТРДН-40000/110	1981	н/д	АО «БЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110	1981	н/д	АО «БЭСК»
220	ЦРП-2	Т-1	110	ТДТН-63000/110	1992	97,06	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТДТН-63000/110	1992	97,06	АО «АНХК»
221	УП-8	Т-1	110	ТДТН-80000/110 УХЛ1	2013	98,53	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТДТН-80000/110 УХЛ1	2013	98,53	АО «АНХК»
222	УП-10	Т-1	110	ТРДН-25000/110У1	2002	96,43	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110У1	2002	96,43	АО «АНХК»
223	УП-11	Т-1	110	ТДЦНГУ-80000/110	1974	94,64	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДЦН-63000/110-75-У1	1980	94,64	АО «АНХК»
224	УП-12	Т-1	110	ТРДН-40000/110У1	2006	98,21	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110У1	2006	98,21	АО «АНХК»
225	Водозабор-1	Т-1	110	ТДН-15000/110	н/д	н/д	АО «АЭХК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДН-16000/110/6	н/д	н/д	АО «АЭХК»
		Т-3	110	ТДН-15000/110	н/д	н/д	АО «АЭХК»
226	РЭС Н-3	Т-1	110	ТДН-16000/110/6	н/д	н/д	АО «АЭХК»
227	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (передано в собственность ОАО «ИЭСК»)	Т-1	110	ТДН-40000/110	н/д	н/д	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	110	ТДН-40000/110	н/д	н/д	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	110	ТДГ-60000/110	н/д	н/д	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	110	ТДН-40000/110	н/д	н/д	ОАО «ИЭСК»
		резерв	110	ТДГ-31500/110	н/д	н/д	ОАО «ИЭСК»
Оборудование 220 кВ							
1	Бытовая	Т-1	220	ТРДЦН-63000/220/10/10	2016	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТРДЦН-63000/220/10/10	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	Левобережная	Т-1	220	ТДН-63000/220/35	2007	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДН-63000/220/35	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	Н.Ленино	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/6	2000	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/6	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	Светлая	Т-1	220	SFSZ-40000/220/35/10	2019	85-100	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	SFSZ-40000/220/35/10	2019	85-100	ОАО «ИЭСК»
5	Шелехово	АТ-8	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-9	220	АТДЦТН-200000/220	2018	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3 ф.А	220	ОД-66667/220/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3 ф.В	220	ОД-66667/220/10	1979	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3 ф.С	220	ОД-66667/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф.А	220	ОД-66667/220/10	1970	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф.В	220	ОД-66667/220/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф.С	220	ОД-66667/220/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-6 ф.А	220	ОД-66667/220/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-6 ф.В	220	ОД-66667/220/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-6 ф.С	220	ОД-66667/220/10	1971	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	Байкальская	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	220	ТРДЦН-63000/220/10	2009	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	Правобережная	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
8	Восточная	АТ-1	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
9	БЦБК	Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/6	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/6	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
10	Иркутская	АТ-1	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/11	2001	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-5	220	OSFPSZ-250000/220	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-11	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-6	220	АТДЦТН 250000/220/110 УХЛ1	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-7	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТДН-40000/220	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
11	УП-15	Т-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
12	Черемхово	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1996	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1997	выше 70	ОАО «ИЭСК»
13	Ново-Зиминская	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
14	Тулун	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТГ-120000/220/110/10	1962	выше 70	ОАО «ИЭСК»
15	Озерная	Т-2	220	ТРДН-63000/220	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
16	БЛПК	АТ-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1983	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1980	выше 70	ОАО «ИЭСК»
17	Джижива	Т-1	220	ТДГ-25000/220/35	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
18	Заводская	АТ-1	220	АТДЦТГН-63000220/110/10	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000/220/110/10	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
19	Опорная	АТ-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
20	Падунская	АТ-1	220	OSFPSZ-125000.220	2013	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220110/35	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТРДН-63000/220/35	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
21	Пурсей	Т-1	220	ТРДЦН-63000/220/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	220	ТРДЦНГ-63000/220/10	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
22	СПП-220	Т-2	220	ТДТН-25000/220	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-1	220	ТДТН-25000/220/35/6	1976	выше 70	ОАО «ИЭСК»
23	Коршуниха	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1993	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110/10	1992	выше 70	ОАО «ИЭСК»
24	Рудногорская	АТ-1	220	АТДЦТН-63000/220/110/35	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000/220/110/35	1985	выше 70	ОАО «ИЭСК»
25	№ 3	Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/6	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/6	1974	выше 70	ОАО «ИЭСК»
26	№ 6	Т-1	220	ТРДЦНГ-63000/220/6	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТРДЦН-63000/220/6	1994	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТРДЦН-63000/220/6	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4	220	ТРДЦНГ-63000/220/6	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
27	Сибирская	Т-1	220	ТДТН-40000/220/35/10	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТДТН-25000/220/35/10	1998	выше 70	ОАО «ИЭСК»
28	Таежная	АТ-1	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1989	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-200000/220/110/10	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
29	Киренга	АТ-1	220	АТДЦТН-63000	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-63000	1984	выше 70	ОАО «ИЭСК»
30	Лена	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110	2010	выше 70	ОАО «ИЭСК»
31	Покосное	Т-1	220	ТДТН-25000/220/35/10	1978	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	PML-20000/220/35/10	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-3	220	ТДТН-25000/220/35/10	1999	выше 70	ОАО «ИЭСК»
32	Малая Елань	Т-1	220	ТРДН-40000/220/10/10	2020	100	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТРДН-40000/220/10/10	2020	100	ОАО «ИЭСК»
33	Столбово	Т-1	220	ТДТН-40000/220	2021	100	ОАО «ИЭСК»
		Т-2	220	ТДТН-40000/220	2021	100	ОАО «ИЭСК»
34	Усть-Кут	Т-1	220	ТДН-10000/220 ХЛ1	2017	90	ПАО «ФСК ЕЭС»
35	Сухой Лог	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
36	НПС-6*	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
37	НПС-7*	Т-1	220	н/д	2018	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
		Т-2	220	н/д	2018	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
38	НПС-9*	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ООО «Транснефть- Восток»
39	Дяля	Т-1	220	ТДН-10000/220 ВМ УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
40	Мамакан	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110-У1	2012	100	АО «Витимэнерго»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110-У1	2018	100	АО «Витимэнерго»
41	Чаянгро	Т-1	220	ТДН-10000/220 ВМ УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	220	ТМН-6300/110-УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
42	Слюдянка	АТ1	220	АТДЦТН-125000/220/110/35	1992	87	ОАО «РЖД»
		АТ2	220	АЦДТНГН-125000/220/110/35	2020	100	ОАО «РЖД»
43	Байкальск	Т-1	220	ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	1981	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	1982	88	ОАО «РЖД»
44	Якурим	Т-1	220	ТДТНГУ-20000-220/27,5/10	1990	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000-220/27,5/10	1991	87	ОАО «РЖД»
		Т-3	220	ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	1990	87	ОАО «РЖД»
		Т-4	220	ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	1990	87	ОАО «РЖД»
45	Тубинская	Т-1	220	ТДТНЖУ-40000/220УХЛ-1	2003	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000/220-81УХЛ1	2002	84	ОАО «РЖД»
46	Звездная	Т-1	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	89	ОАО «РЖД»
		Т-3	220	ОРДТНЖ-25000/220	1986	88	ОАО «РЖД»
47	Ния	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1986	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	2017	100	ОАО «РЖД»
		Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	88	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-220	1986	88	ОАО «РЖД»
48	Улькан	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	1986	78	ОАО «РЖД»
		Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	77	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-25/220-70У1	1986	76	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
49	Кунерма	Т-1	220	ОРДТНЖ-220	1979	77	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДТНЖ-220	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-3	220	ОРДТНЖ-220	1986	77	ОАО «РЖД»
		РПТ-4	220	ТДТН-25000/220-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
50	Чудничный	Т-1	220	ОРДНЖ-25000/220 ВМ УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДНЖ-25000/220 ВМ УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
51	Небель	Т-1	220	ОРДНЖ-25000/220 ВМ УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ОРДНЖ-25000/220 ВМ УХЛ1	2021	100	ОАО «РЖД»
52	Общезаводская (находится на эксплуатационном обслуживании по договору с ПАО «Русал Братск»)	Т-1	220	ТРДНС-40000/220/10	2008	н/д	ПАО «Русал Братск»
		Т-2	220	ТРДНС-40000/220/10	2008	н/д	ПАО «Русал Братск»
Оборудование 500 кВ							
1	Ключи	АТ-1	500	456мва 500/230 YnaO OFAF	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	500	456мва 500/230 YnaO OFAF	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-3	500	456мва 500/230 YnaO OFAF	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
2	Иркутская	АТ-8 ф А	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-8 ф В	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-8 ф С	500	АОДЦТН-267000/500/220/10	1991	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-9 ф А	500	АОДЦТГ-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-9 ф В	500	АОДЦТГ-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-9 ф С	500	АОДЦТГ-250000/500/220/10	1963	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-10 ф А	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2014	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-10 ф В	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2012	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-10 ф С	500	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	2011	выше 70	ОАО «ИЭСК»
3	БПП-500	АТ-1 ф.А	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-1 ф.В	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-1 ф.С	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1987	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2 ф.А	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2 ф.В	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2 ф.С	500	АОДЦТН-167000/500/220/10	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
4	Тайшет	АТ-1	500	АТДЦТН-250000/500/110/35	2006	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-2	500	АТДЦТН-250000/500/110/35	2004	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напр., кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
5	Ново-Зиминская	АТ-3	500	АТДЦТН-500000/500/220	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	Озерная	2 АТ ф.А	500	АОДЦН 167000/500	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		2 АТ ф.В	500	АОДЦН 167000/500	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		2 АТ ф.С	500	АОДЦН 167000/500	2021	100	ОАО «ИЭСК»
		3 АТ ф.А	500	АОДЦН 167000/500	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		3 АТ ф.В	500	АОДЦН 167000/500	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		3 АТ ф.С	500	АОДЦН 167000/500	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		4 АТ ф.А	500	АОДЦН 167000/500	2021	100	ОАО «ИЭСК»
		4 АТ ф.В	500	АОДЦН 167000/500	2021	100	ОАО «ИЭСК»
		4 АТ ф.С	500	АОДЦН 167000/500	2021	100	ОАО «ИЭСК»
7	Усть-Кут	АТ-1 ф. А	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	98	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. В	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	92	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. С	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	98	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. Резерв	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	98	ПАО «ФСК ЕЭС»

* - подстанции находятся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании МЭС Сибири

Количество сетей и основного электрооборудования с превышением нормативного срока эксплуатации 110 кВ и выше Иркутской области составляет более 50%.

В настоящее время данное оборудование эксплуатируется на основании решений технических руководителей эксплуатирующих организаций, сформированных на основании оценки реального технического состояния данного оборудования и наличия необходимости продления сроков их эксплуатации. Решение о необходимости технического перевооружения электросетевых объектов принимается в отношении каждого объекта и обосновано соответствующими расчетами, а также в соответствии с существующей индивидуальной технической и экономической политикой эксплуатирующих организаций.

Справочная информация, полученная от территориальных сетевых организаций по закрытым центрам питания, приведена в Приложении Б.

2.16.3. Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Оценка и анализ потерь электроэнергии территориальных сетевых организаций на ее транспорт произведена на основании предоставленых данных территориальными сетевыми организациями.

В данном разделе приведена структура технологических потреь следующих территориальных сетевых организаций:

- АО «АНХК» (таблица 2.16.8);
- АО «Витимэнерго» (таблица 2.16.9);
- АО «Электросеть» (таблица 2.16.10);
- АО «АЭХК» (таблица 2.16.11);
- ВСЖД филиал ОАО «РЖД» (таблица 2.16.12);
- ОАО «ИЭСК» (таблица 2.16.13);
- Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» (таблица 2.16.14);
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго» (таблица 2.16.15);
- ООО «Кутуликская электросетевая компания» (таблица 2.16.16);
- АО «БЭСК» (таблица 2.16.17).

Таблица 2.16.8. Структура технологических потерь электроэнергии АО «АНХК» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**1 451 927,90**	1 050 358,74	334 825,50	64 471,44	2 272,23
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**7 314,62**	5 138,64	1 661,32	495,29	19,37
	В том числе:					
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**5 744,37**	3 935,53	1 430,89	377,95	0,00
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**649,36**	649,36	0,00	0,00	0,00
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**105,08**	105,08	0,00	0,00	0,00
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**178,39**	0,00	82,06	96,33	0,00
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**19,39**	3,97	1,92	13,03	0,47
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**8,56**	3,13	4,29	1,13	0,00
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**1,62**	0,00	0,00	0,00	1,62
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**513,02**	373,88	135,93	3,21	0,00
2.10	потери в вентильных разрядниках	**50,61**	50,57	0,00	0,04	0,00
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**23,34**	17,12	6,22	0,00	0,00
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**20,87**	0,00	0,00	3,59	17,29
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**21 230,49**	14 364,68	5 437,37	1 382,63	45,81
	В том числе					
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**2 297,67**	1 574,21	572,35	151,11	0,00
3.2	нагрузочные потери в линиях	**18 929,03**	12 790,47	4 865,02	1 227,73	45,81
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**3,79**	0,00	0,00	3,79	0,00
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Технические потери электроэнергии	**28 545,10**	19 503,32	7 098,69	1 877,92	65,18
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**146,01**	89,10	45,12	10,00	1,79
6	Технологические потери электроэнергии	**28 691,11**	19 592,42	7 143,81	1 887,92	66,97
7	Фактические потери электроэнергии	**28 691,11**				

Таблица 2.16.9. Структура технологических потерь электроэнергии АО «Витимэнерго» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	220 кВ	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**899 852,94**	746,28	899 106,66	217 614,40	179 692,14	116 982,03
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**14 521,03**	636,13	8 214,31	2 381,18	2 293,95	995,47
	В том числе:						
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**7 705,21**	162,19	4 554,78	1 223,52	1 764,72	
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**395,78**	10,85	384,93			
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**991,67**	347,76	389,58	223,36	30,97	
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**0,00**					
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**409,36**	2,20	25,30	18,40	14,96	348,50
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**276,34**	13,10	44,00	75,60	143,64	
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**646,97**					646,97
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**368,00**		32,00		336,00	
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**389,00**	93,00	110,00	186,00		
2.10	потери в вентильных разрядниках	**61,57**		48,60	11,74	1,23	
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**7,80**	4,44	3,30	0,04	0,02	
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**8,78**	2,58	5,06	1,14		
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**4,90**		1,20	1,30	2,40	
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**3 255,65**		2 615,56	640,09		
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**					
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**39 420,50**	109,56	17 734,37	3 264,82	3 756,96	14 554,79
	В том числе	**0,00**					
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**1 663,82**	1,34	198,83	599,91	863,74	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**37 756,68**	108,22	17 535,54	2 664,91	2 893,22	14 554,79
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**					
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**					
4	Технические потери электроэнергии	**53 941,53**	745,68	25 948,68	5 646,00	6 050,91	15 550,25

№	Наименование структурных составляющих	Всего	220 кВ	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**1 702,10**	0,60	719,29	217,61	179,69	584,91
6	Технологические потери электроэнергии	**55 643,62**	746,28	26 667,96	5 863,62	6 230,60	16 135,16
7	Фактические потери электроэнергии	**63 217,11**					

Таблица 2.16.10. Структура технологических потерь электроэнергии АО «Электросеть» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**268 062,45**	251 874,67	3 121,62	13 066,17
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**1 202,34**	1 047,04	67,02	88,28
	В том числе:				
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**937,08**	831,22	41,96	63,89
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**4,98**	4,98		
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**9,74**	6,72	2,60	0,42
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**0,79**			0,79
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**0,80**	0,68	0,10	0,02
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**7,80**	4,66	0,61	2,53
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**0,00**			
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**			
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**18,75**	16,85	0,83	1,07
2.10	потери в вентильных разрядниках	**5,72**	4,54	0,83	0,36
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**0,28**	0,28		
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**			
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**			
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**216,41**	177,11	20,09	19,21
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**			
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**735,84**	513,16	56,08	166,60
	В том числе	**0,00**			
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**82,02**	64,15	17,87	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**653,83**	449,02	38,22	166,60
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**			
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**			
4	Технические потери электроэнергии	**1 938,18**	1 560,20	123,10	254,87
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**101,83**		5,86	95,97

6	Технологические потери электроэнергии	**2 040,00**	1 560,20	128,96	350,84
7	Фактические потери электроэнергии	**2 040,00**			

Таблица 2.16.11. Структура технологических потерь электроэнергии АО «АЭХК» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**60 312,94**	28 276,65	35,45	30 279,46	1 721,38
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**711,00**	299,00	9,00	402,00	1,00
	В том числе:					
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**333,00**	201,00	3,00	129,00	
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**0,00**				
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**1,00**		1,00		
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**5,00**			5,00	
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**18,00**	13,00	1,00	3,00	1,00
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**65,00**	44,00	2,00	19,00	
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**0,00**				
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**				
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**49,00**	33,00		16,00	
2.10	потери в вентильных разрядниках	**0,00**				
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**8,00**	8,00			
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**				
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**				
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**232,00**		2,00	230,00	
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**				
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**1 726,00**	223,00	3,00	1 401,00	99,00
	В том числе	**0,00**				
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**1 272,00**	223,00	2,00	1 047,00	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**454,00**		1,00	354,00	99,00
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**				
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**				
4	Технические потери электроэнергии	**2 437,00**	522,00	12,00	1 803,00	100,00
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**611,00**		1,00	600,00	10,00
6	Технологические потери электроэнергии	**3 048,00**	522,00	13,00	2 403,00	110,00
7	Фактические потери электроэнергии	**3 048,00**				

Таблица 2.16.12. Структура технологических потерь электроэнергии ВСЖД филиал ОАО «РЖД» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	220 кВ	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**5 535 327,37**	804 152,13	4 492 098,56	3 856 183,76	1 319 972,31	218 324,87
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**61 413,98**	3 431,97	37 510,02	14 713,12	5 398,51	360,35
	В том числе:						
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**54 949,60**	2 213,78	36 145,72	11 725,46	4 864,65	0,00
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**0,56**	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**1 537,08**	0,00	0,95	1 450,56	85,58	0,00
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**64,47**	0,00	0,00	0,00	64,47	0,00
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**304,91**	48,10	80,30	10,17	82,74	83,60
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**2 472,84**	248,90	1 221,00	705,60	297,34	
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**276,75**					276,75
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**1 694,02**	887,31	0,00	806,72	0,00	0,00
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**0,00**	0,00	0,00	0,00		0,00
2.10	потери в вентильных разрядниках	**35,03**	1,59	18,60	11,56	3,28	0,00
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**68,25**	28,86	35,86	3,07	0,46	0,00
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**10,48**	3,44	7,04			0,00
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**					
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**0,00**					
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**					
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**175 171,96**	24 534,84	86 343,77	13 875,36	18 587,48	31 830,50
	В том числе						
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**126 602,34**	24 534,84	86 343,77	9 092,47	6 631,26	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**48 569,62**			4 782,90	11 956,22	31 830,50
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**					
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**					
4	Технические потери электроэнергии	**236 585,93**	27 966,81	123 853,79	28 588,49	23 985,99	32 190,86

5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**23 846,77**	1 691,29	10 305,28	7 638,52	3 413,65	798,03
6	Технологические потери электроэнергии	**260 432,70**	29 658,10	134 159,07	36 227,01	27 399,64	32 988,89
7	Фактические потери электроэнергии	**260 432,70**					

Таблица 2.16.13. Структура технологических потерь электроэнергии ОАО «ИЭСК» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**54 701 540,71**	18 394 058,53	39 378 904,05	24 618 215,23	6 290 961,38	23 641 504,75	10 529 329,51
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**739 646,04**	327 571,79	148 808,46	100 177,85	43 032,93	113 693,19	6 361,83
	В том числе:							
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**267 067,86**	24 812,89	54 070,65	68 107,69	28 059,74	92 016,88	0,00
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**307 040,26**	245 277,19	58 138,70	3 624,37	0,00	0,00	0,00
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**19 491,62**	5 816,92	4 319,37	3 508,64	2 492,85	3 353,85	0,00
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**161,38**	0,00	0,00	0,00	61,27	100,10	0,00
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**2 824,12**	1 119,80	367,40	789,72	202,63	292,99	51,58
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**6 950,32**	1 284,40	1 327,47	2 245,25	1 072,80	1 020,40	0,00
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**6 310,25**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 310,25
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**26 437,62**	25 933,62	0,00	0,00	0,00	504,00	0,00
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**6 653,54**	2 906,15	1 023,01	1 858,98	777,00	88,40	0,00
2.10	потери в вентильных разрядниках	**544,49**	19,63	30,21	319,20	60,05	115,39	0,00
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**573,00**	299,08	107,91	152,02	10,41	3,57	0,00
2.12	потери в устройствах	**287,57**	178,17	43,30	61,83	4,27	0,00	0,00

№	Наименование структурных составляющих	Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
	присоединения ВЧ-связи							
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**22 269,36**	6 613,38	0,00	1 192,18	358,94	14 104,87	0,00
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**73 034,66**	13 310,55	29 380,44	18 317,98	9 932,96	2 092,72	0,00
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**2 066 421,32**	853 887,63	293 584,99	295 274,54	94 425,04	224 978,31	304 270,81
	В том числе	**0,00**						
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**136 683,78**	18 486,97	32 960,99	41 035,57	17 160,54	27 039,71	0,00
3.2	нагрузочные потери в линиях	**1 927 276,09**	835 400,66	260 624,01	253 019,39	76 934,78	197 026,45	304 270,81
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**2 461,45**	0,00	0,00	1 219,58	329,72	912,15	0,00
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Технические потери электроэнергии	**2 806 067,36**	1 181 459,42	442 393,45	395 452,39	137 457,97	338 671,50	310 632,63
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**81 114,36**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Технологические потери электроэнергии	**2 887 181,71**	1 181 459,42	442 393,45	395 452,39	137 457,97	338 671,50	310 632,63
7	Фактические потери электроэнергии	**3 015 755,00**						

Таблица 2.16.14. Структура технологических потерь электроэнергии Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**179 851,17**	50 792,71	156 345,93	
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**209,83**	137,07	72,76	0,00

№	Наименование структурных составляющих	Всего	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
	В том числе:				
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**10,83**	1,07	9,76	
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**0,00**			
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**83,00**	83,00		
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**0,00**			
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**74,00**	11,00	63,00	
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**40,00**	40,00		
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**0,00**			
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**			
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**0,00**			
2.10	потери в вентильных разрядниках	**2,00**	2,00		
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**0,00**			
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**			
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**			
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**0,00**			
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**			
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**9 746,05**	86,75	237,83	9 421,47
	В том числе	**0,00**			
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**2,45**	2,44	0,01	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**9 743,60**	84,31	237,82	9 421,47
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**			
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**			
4	Технические потери электроэнергии	**9 955,88**	223,82	310,59	9 421,47
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**0,00**			
6	Технологические потери электроэнергии	**9 955,88**	223,82	310,59	9 421,47
7	Фактические потери электроэнергии	**9 955,88**			

Таблица 2.16.15. Структура технологических потерь электроэнергии ОГУЭП «Облкоммунэнерго» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**4 376 794,58**	49 630,72	718 709,28	4 106 656,29	2 955 461,64
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**130 535,67**	1 122,08	7 869,23	106 543,71	15 000,64
	В том числе:					
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**87 206,88**	594,86	6 601,62	80 010,40	
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**275,63**	275,63			
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**1 801,84**	178,18	496,68	1 126,98	

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**3 315,64**		138,22	3 177,42	
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**1 664,12**	4,29	22,61	82,00	1 555,22
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**926,55**	42,89	93,57	790,10	
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**13 445,43**				13 445,43
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**				
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**13 565,54**	21,44	333,34	13 210,75	
2.10	потери в вентильных разрядниках	**193,24**	3,51	20,76	168,98	
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**9,44**	1,29	1,14	7,01	
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,08**		0,08		
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**				
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**8 131,28**		161,21	7 970,07	
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**				
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**664 290,22**	1 558,36	29 541,52	259 736,47	373 453,87
	В том числе	**0,00**				
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**40 220,77**	857,66	4 276,78	35 086,33	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**624 069,45**	700,70	25 264,74	224 650,14	373 453,87
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**				
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**				
4	Технические потери электроэнергии	**794 825,90**	2 680,44	37 410,75	366 280,18	388 454,52
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**1 750,72**	11,10	160,69	918,16	660,78
6	Технологические потери электроэнергии	**796 576,61**	2 691,54	37 571,44	367 198,34	389 115,29
7	Фактические потери электроэнергии	**796 576,61**				

Таблица 2.16.16. Структура технологических потерь электроэнергии ООО «Кутуликская электросетевая компания» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**33 827,04**	33 827,04	31 917,14
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**600,67**	535,46	65,21
	В том числе:			
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**428,37**	428,37	
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**0,00**		

№	Наименование структурных составляющих	Всего	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**8,90**	8,90	
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**0,00**		
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**2,35**	0,23	2,12
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**13,30**	13,30	
2.7	потери в счетчиках прямого включения	**63,09**		63,09
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**		
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**0,00**		
2.10	потери в вентильных разрядниках	**3,53**	3,53	
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**0,00**		
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**		
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**		
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**81,13**	81,13	
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**		
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**3 762,80**	1 285,52	2 477,29
	В том числе	**0,00**		
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**174,95**	174,95	
3.2	нагрузочные потери в линиях	**3 587,86**	1 110,57	2 477,29
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**		
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**		
4	Технические потери электроэнергии	**4 363,48**	1 820,98	2 542,50
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**154,71**	79,60	75,11
6	Технологические потери электроэнергии	**4 518,18**	1 900,58	2 617,60
7	Фактические потери электроэнергии	**4 518,18**		

Таблица 2.16.17. Структура технологических потерь электроэнергии АО «БЭСК» за 2021 г.

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
1	Отпуск электроэнергии в сеть	**1 924 819,87**	1 268 167,87	502 142,70	1 757 177,42	1 063 924,51
2	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего	**44 003,77**	3 132,39	6 572,94	31 668,20	2 630,23
	В том числе:					
2.1	потери на холостой ход трансформаторов	**31 927,45**	2 834,29	5 222,05	23 871,12	0,00
2.2	потери на корону в воздушных линиях	**1,25**	1,25			
2.3	токи утечки в воздушных линиях	**1,38**	1,38			
2.4	потери в изоляции в кабельных линиях	**0,00**				
2.5	потери в измерительных трансформаторах тока	**407,08**	5,52	4,41	37,62	359,53
2.6	потери на измерительных трансформаторах напряжения	**900,74**	55,15	39,71	805,88	0,00
2.7	потери в счетчиках прямого	**2 270,70**				2 270,70

№	Наименование структурных составляющих	Всего	110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
	включения					
2.8	потери в шунтирующих реакторах	**0,00**				
2.9	потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций	**248,68**	110,30	99,27	39,11	0,00
2.10	потери в вентильных разрядниках	**54,26**	16,24	7,67	30,35	
2.11	потери в ограничителях перенапряжений	**6,00**	3,97	1,36	0,67	
2.12	потери в устройствах присоединения ВЧ-связи	**0,00**				
2.13	потери в компенсирующих устройствах	**0,00**				
2.14	расход электроэнергии на собственные нужды	**8 186,24**	104,29	1 198,48	6 883,46	
2.15	расход электроэнергии на плавку гололеда	**0,00**				
3	Нагрузочные потери электроэнергии, всего	**180 869,42**	2 965,43	8 304,28	73 898,76	95 700,95
	В том числе	**0,00**				
3.1	нагрузочные потери в трансформаторах	**20 387,01**	112,05	860,81	19 414,15	0,00
3.2	нагрузочные потери в линиях	**160 482,41**	2 853,38	7 443,48	54 484,61	95 700,95
3.3	нагрузочные потери в токоограничивающих реакторах	**0,00**				
3.4	нагрузочные потери в шинопроводах	**0,00**				
4	Технические потери электроэнергии	**224 873,19**	6 097,82	14 877,22	105 566,97	98 331,17
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	**859,53**	14,70	78,90	472,52	293,41
6	Технологические потери электроэнергии	**225 732,71**	6 112,52	14 956,13	106 039,49	98 624,58
7	Фактические потери электроэнергии	**225 732,71**				

Оценка и анализ потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций может быть произведена на основании приказа службы по тарифам Иркутской области от 27.12.2019 № 450-спр "Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций на территории Иркутской области". Значение потерь электроэнергии с разбивкой по территориальным сетевым организациям приведено в таблице 2.16.17. Цветом выделены значения уровня потерь, которые превышают нормативный.

Таблица 2.16.17. Уровень потерь территориальных сетевых организаций в 2021 году

№ п/п	Наименование территориальной сетевой организации	Суммарный отпуск в сеть ТСО, тыс. кВт·ч	Значение потерь в сети, тыс. кВт·ч	Уровень потерь в сети, %	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, %
1	АО «АНХК»	1 451 927,90	28 691,11	1,98	2,95
2	АО «Витимэнерго»	899 852,94	63 217,11	7,03	11,01
3	АО «Электросеть»	268 062,45	2 040,00	0,76	0,7

4	АО «АЭХК»	60 312,94	3 048,00	5,05	4,45
5	ВСЖД филиал ОАО «РЖД»	5 535 327,37	260 432,70	4,70	4,63
6	ОАО «ИЭСК»	54 701 540,71	3 015 755,00	5,51	5,66
7	Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»	179 851,17	9 955,88	5,54	7,79
8	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	4 376 794,58	796 576,61	18,20	19,7
9	ООО «Кутуликская электросетевая компания»	33 827,04	4 518,18	13,36	12,76
10	АО «БЭСК»	1 924 819,87	225 732,71	11,73	12,89

* - нормативный уровень потерь согласно приказу службы по тарифам Иркутской области от 27.12.2019 № 450-спр «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций на территории Иркутской области»

Таким образом, уровни потерь в сетях АО «Электросеть», АО «АЭХК», ВСЖД филиала ОАО «РЖД» и ООО «Кутуликская электросетевая компания» превышают нормативные.

Наибольший вклад в сумарное значение потерь в сети АО «Электросеть» составляют потери холостого хода трансформаторов 110 кВ – 831 тыс. кВт·ч (или 40,7% от общего значения потерь). По данным приведенным в таблице 2.16.5 видно, что 68,75% трансформаторов 110 кВ, принадлежащих АО «Электросеть» превысили нормативный срок службы. Для снижения уровня потерь холостого хода трансформаторов рекомендуется провести внеочередное техническое обслуживание.

Наибольший вклад в сумарное значение потерь в сети АО «АЭХК» составляют потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета сети 1-20 кВ – 600 тыс. кВт·ч (или 19,7% от общего значения потерь). Для снижения уровня потерь рекомендуется произвести замену устаревших приборов учета и рассмотреть возможность установки АСКУЭ. Объем необходимых мероприятий необходимо определить в рамках отдельной работы.

Наибольший вклад в сумарное значение потерь в сети ВСЖД филиала ОАО «РЖД» составляют нагрузочные потери трансформаторов 110 кВ – 86343,77 тыс. кВт·ч (или 33,2% от общего значения потерь). По данным приведенным в таблице 2.16.5 видно, что 79% трансформаторов 110 кВ, принадлежащих ВСЖД филиала ОАО «РЖД» превысили нормативный срок службы. Для снижения уровня нагрузочных потерь трансформаторов рекомендуется провести внеочередное техническое обслуживание.

Наибольший вклад в сумарное значение потерь в сети ООО «Кутуликская электросетевая компания» составляют нагрузочные потери в линиях 0,4-20 кВ – 3591,14 тыс. кВт·ч (или 79,5% от общего значения потерь). Для снижения уровня потерь рекомендуется произвести замену неизолированного провода на СИП. Объем необходимых мероприятий необходимо определить в рамках отдельной работы

2.17. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция/демонтаж которых выполнены в 2021 гг., с приведением обоснований необходимости их ввода/реконструкции

На территории Иркутской области в связи с постоянным развитием транспортного сообщения, нефтяной и золотодобывающей промышленности региона, а также производства цветной металлургии, наблюдается интенсивный рост нагрузок. Это, в свою очередь, обуславливает интенсивное развитие всего электросетевого хозяйства Иркутской области, от объектов генерации до распределительных сетей объектов электроэнергетики всех классов напряжения.

В таблице 2.17.1 приведены объекты генерации завершение строительства/ реконструкции которых реализовано на 01.01.2022.

Таблица 2.17.1. Мероприятия по развитию объектов генерации, завершение строительства/ реконструкции которых выполнено на 01.01.2022

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (кВ/км/МВА)	Срок реализации
1*	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 7 Р-25-90/18	24 МВт	2021
2*	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 9 ПТ-30-90/10	30 МВт	2021
3	Иркутская ГЭС	Завершение проекта по замене Иркутской ГЭС (ГА№2) с увеличением установленной мощности с величины 82,8 МВт до 107,5 МВт (увеличение на 24,7 МВт)	107,5 МВт	2021

* - вывод из эксплуатации 01.01.2021

В таблице 2.17.2 приведены электросетевые объекты 110 кВ и выше ввод/ реконструкция которых реализована на 01.01.2022.

Таблица 2.17.2. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых выполнены на 01.01.2022

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)
	ОАО «ИЭСК»	
1	ПС 500 кВ Озерная	501 МВА
2	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1, 2, 3, 4	0,376 км; 0,42 км; 0,563 км; 0,599 км
3	ПС 220 кВ Столбово	2х40 МВА
4	ПС 220 кВ Светлая	2х40 МВА
5	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	0,209 км 0,125 км
6	ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК I и II цепь	14,456 км 14,365 км
7	ПС 110 кВ Дачная	2х25 МВА
8	Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная - Туристская I, II цепь до ПС 110 кВ Дачная	2х0,127 км
9	ПС 110 кВ Куйтун (замена Т-1 без увеличения мощности)	16 МВА

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)
10	ПС 110 кВ Знаменская-2 (замена Т-1 без увеличения мощности)	25 МВА
АО «Электросеть»		
11	ПС 110 кВ Тяговая №1 (реконструкция ОРУ-110 кВ с заменой трансформатора на 1х10 без увеличения мощности)	10 МВА
ОАО «РЖД»		
12	ПС 220 кВ Слюдянка (реконструкция с заменой трансформатора Т3 на 1х40 без увеличения мощности)	40 МВА
13	ПС 110 кВ Хребтовая (реконструкция с заменой трансформатора Т-1 1х25 на 1х40)	40 МВА
14	ПС 110 кВ Ручей (реконструкция с заменой трансформатора Т-1 1х25 на 1х40)	40 МВА
15	ПС 110 кВ Усть-Кут (реконструкция с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 2х25 на 2х40)	2х40 МВА
16	ПС 110 кВ Чуна (замена Т-2 без увеличения мощности)	25 МВА
17	ПС 110 кВ Нюра (замена Т-1 без увеличения мощности)	40 МВА
АО «Витимэнерго»		
18	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2 (новое строительство)	19,873 км
19	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 (реконструкция с заменой провода)	19,824 км
ООО «ИНК»		
20	ПС 220 кВ Полимер	2х80 МВА
ООО «Русал-Тайшет»		
21	ПС 220 кВ ТАЗ	3х100 МВА 7х148 МВА

Мероприятия по развитию объектов электроэнергетики на 2022 г. с обоснованием включения в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области и сроками реализации приведены в таблицах 2.17.3-2.17.4.

В таблице 2.17.5 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше ввод/реконструкция которых планируется на 2022 в связи с необходимостью замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности.

Мероприятия, приведенные в таблицах 2.17.4 и 2.17.5 могут быть скорректированы при разработке Книги 2.

В таблице 2.17.6 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов ниже 35 кВ ввод/реконструкция которых планируется на 2022 в связи с необходимостью замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности.

Таблица 2.17.3. Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/ реконструкции которых запланировано в 2022 г.

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта РФ
1	Иркутская ГЭС (ГА№1)	Реконструкция 1 г/а пов.-лопаст. верт. 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт*	2022	Договор с АО Тяжмаш» Проект СиПР ЕЭС 2022-2028 гг.
2	Иркутская ТЭЦ-6 (ТА ст.№ 1)	Реконструкция 1 т/а ПТ-60-130/13 60 МВт с увеличением мощности на 5 МВт	65 МВт	2022	Распоряжение Правительства РФ от 2.08.2019 № 1713-р "Перечень генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизируемх генерирующих объектов", Проект СиПР ЕЭС России на 2022-2028

* - установленная мощность генераторов Иркутской ГЭС включена в Проект СиПР ЕЭС 2022-2028 на основании предложений, направленных собственником. После актуализации СВМ Иркутской ГЭС, мощность будет скорректирована

Таблица 2.17.4. Перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, предусмотренных к выполнению в 2022 г.

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения потребителей						
1	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут №1	480 км	2022	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут №1 ориентировочной протяженностью 480 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД» (БАМ и Транссиб), ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ООО «СЛ Золото» (ПС 220 кВ Витим), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корыто), ПАО «Высочайший» (ГОК Светловский)	ПАО «ФСК ЕЭС»
2[1]	ПС 500 кВ Тулун	200 МВА	2022	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА (1х200 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов», ОАО «РЖД»)	ОАО «ИЭСК»
3	ПС 220 кВ Коршуниха	2х200 МВА	2022	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой АТ-1 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА, АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый (2х200 МВА)	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	ОАО «ИЭСК»
4[2]	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	2х0,125 км	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	ОАО «ИЭСК»
5[3]	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	2х2,011 км	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
6[2]	ПС 220 кВ Чудничный	2х25 МВА	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	ОАО «РЖД»
7[3]	ПС 220 кВ Небель	2х25 МВА	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	ОАО «РЖД»
8	ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс	19,5 км	2022	Новое строительство	Обеспечения второй категории по надежности электроснабжения АО «Полюс Вернинское» , заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ГОК «Вернинский» максимальной мощностью 27,9 МВт. (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января 2020 г)	АО «Витимэнерго»
9	ПС 110 кВ Цесовская	2х40 МВА	2022	Новое строительство с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» (Книга 2, раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
10	ПС 110 кВ Северная	2х40 МВА	2022	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой 2-х трансформаторов 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» (Книга 2, раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений						
11	ПС 500 кВ Тулун	200 МВА (400 МВА)	2022	1. Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 692 А и АДТН не менее 947 А при –36°С. 2. Замена коммутационного оборудования стороны 110 кВ АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 685 А и 692 А соответственно	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун после выполнения схемно-	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				3. АОПО для защиты коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячеек 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун. Альтернативное установке АОПО мероприятие: - замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 685 А (АТ-1) и 692 А (АТ-2) и АДТН не менее 930 А (АТ-1) и 947 А (АТ-2) при -36°С Альтернативные п. 1, 2 и 3 мероприятия 4. Установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун 5. Установка АОПО с УВ на ОН АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун	режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 21 % (692 А) при номинальном токе 573 А = ДДТН при -36°С и коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячейки 110 кВ АТ-2 ПС 500 кВ Тулун – 15% (692 А) при ДДТН = 600 А при -36°С. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-2 ПС 500 кВ Тулун после выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 ПС 500 кВ Тулун (выключатель, разъединители) на 14% (685 А) при ДДТН = 600 А при -36°С. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт.	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей имеет место: - токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 65 % (947 А) при номинальном токе 573 А = ДДТН при -36°С (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК» перегрузка АТ-2 не допускается); - токовая перегрузка коммутационного оборудования (выключатель, разъединитель) ячейки 110 кВ АТ-2 ПС 500 кВ Тулун на 58% (947 А) при АДТН = 600 А при -36°С (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК» перегрузка оборудования не допускается). Схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод режима в допустимую область, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 133 МВт. В соответствии с расчетами	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-2 ПС 500 кВ Тулун и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей имеет место токовая перегрузка коммутационного оборудования (выключатель, разъединитель) ячейки 110 кВ АТ-1 ПС 500 кВ Тулун на 55% (930 А) при АДТН = 600 А при -36°С (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК» перегрузка оборудования не допускается). Схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод режима в допустимую область, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 102 МВт.	
12	ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	2022	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с увеличением трансформаторной мощности на 250 МВА до 750 МВА (1х250 МВА)	1) В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С в единичной ремонтной схеме при отключении 2 АТ ПС 500 кВ Тайшет в нормальной схеме с учетом применения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А (ДДТН=346,44 А)). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 70 МВт. 2) Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	
13[4]	ПС 110 кВ Зеленый берег и Строительство 2 отпаечных ВЛ	2х25 МВА, 2 км	2022	Новое строительство с установкой 2х трансформаторов по 25 МВА и строительством ВЛ 110 кВ – 2 км	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (Книга 2, раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
14	ПС 110 кВ Оса ПС 110 кВ Новая Уда ПС 110 кВ Свирск	74 Мвар	2022	Установка БСК на ПС 110 кВ Оса (2х12 Мвар), ПС 110 кВ Новая Уда (2х15 Мвар) ПС 110 кВ, Свирск (2х10 Мвар) Установка устройств ПА: 1. ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда – АОСН с УВ на включение БСК и ОН. 2. ПС 110 кВ Свирск – АОСН с УВ на включение БСК	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С (потребление ВЭС – 450 МВт (31.12.2020 14-27 мск)) при аварийном отключении 1 СШ-110 кВ на ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме (ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск с отпайками отключена со стороны ПС 220 кВ Черемхово, Т-1 ПС 110 кВ Свирск и Т-1 ПС 110 кВ Карьерная запитаны от ПС 110 кВ Оса) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН (84,7 кВ) – до 55 кВ. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 33 МВт. В связи с переменной нагрузкой рассматриваемого района в течение суток, глубоким снижением напряжения в ПАР и возможным отсутствием необходимости включенного состояния предлагаемых к установке БСК в нормальной схеме также необходима установка устройств ПА на вышеперечисленных ПС – АОСН с УВ на включение БСК. Далее в п. 5 приведено также обоснование необходимости установки АОСН на 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда с УВ на ОН помимо УВ на включение БСК.	
15	ПС 110 кВ Урик	-	3 квартал 2022	1. Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН. 2. Установка на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда АОСН с УВ на включение БСК и ОН	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36оС в схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск (при ремонте данной ВЛ учтено включенное состояние В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и оборудования ячеек на ПС: – ВЧЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					кВ Урик на 9 % (687 А при АДТН=630 А при –36 °С); – ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 15 % (687 А при АДТН=600 А при –36 °С); – ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 4 % (626 А при АДТН=600 А при –36 °С); – ошиновки (АС-95) в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 23 % (626 А при АДТН=507 А при –36 °С); – провода (АС-150/24) ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на участке от ПС 110 кВ Урик до отпайки на ПС 110 кВ Оёк на 3,5 % (715 А при АДТН=691 А при –36 °С); – ошиновки (АС-150) в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 3,5 % (715 А при АДТН=691 А при –36 °С); – ВЧЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 13 % (715 А при АДТН=630 А при –36 °С); – ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 19 % (715 А при АДТН=600 А при –36 °С); – ошиновки (АС-95) в ячейке ВЛ 110	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 21 % (612 А при АДТН=507 А при –36 °С); – ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2 % (612 А при АДТН=600 А при –36 °С). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	
16	Иркутская ТЭЦ-10	-	2022	Замена на Иркутской ТЭЦ-10 ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на ВЧЗ с ДДТН не менее 918 А при –36 °С.	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36оС при аварийном отключении 1 СШ-110 кВ на ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме (ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск с отпайками отключена со стороны ПС 220 кВ Черемхово, Т-1 ПС 110 кВ Свирск и Т-1 ПС 110 кВ Карьерная запитаны от ПС 110 кВ Оса) имеет место токовая перегрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на Иркутской ТЭЦ-10 на 19 % (714 А при АДТН=600 А при –36 °С).	ООО «БЭК»
17	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	-	2022	Замена провода участков ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, выполненных проводом марки АС-	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				120/19, на провод с пропускной способностью не менее 694 А при +18□С	температуре для наиболее теплого месяца +18°С при отключении ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (отключен АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка ВЛ и следующего оборудования: 1. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг: 1.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 1.2. Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 1.3. Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 1.4. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 1.5. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ	
18	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	-	2022	Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с пропускной способностью не менее 480 А и 644 А соответственно при +18°С		ОАО «ИЭСК»
19	ПС 220 кВ Шелехово	-	2022	Замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С		ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 1.6. Секционный выключатель и трансформатор тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха: I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 630 А. 2. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха: 2.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19: I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 2.2. Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 419 А. 2.3. Шинный, линейный (обходной) разъединители ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 600 А. 2.4. Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 521 А. 2.5. ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 630 А.	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2.6. Ошиновка марки АС-185 ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 559 А. 2.7. Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 600 А. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	
20	ПС 220 кВ Киренга	-	2022	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ +30°С аварийное отключение ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30)) на 8 % (724 А при АДТН=670 А при +30 °С). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					режимов в область допустимых значений, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	
21	ПС 220 кВ Черемхово	-	2022	Замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С при выводе в ремонт АТ-1 (125 МВА) или АТ-2 (125 МВА) на ПС 220 кВ Черемхово и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская или ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта имеет место токовая перегрузка трансформаторов тока 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово на 26 % (791 А при АДТН = 630 А). После выполнения схемно-режимных мероприятий, направленных на приведение параметров режима в область допустимых значений, токовая перегрузка трансформаторов тока 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово составляет 12 % (705 А при АДТН = 630 А). В целях исключения указанной перегрузки трансформаторов тока 110 кВ АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово необходим ввод ГАО на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Ново-Зиминская – ПС 220 кВ Черемхово в	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					объеме до 65 МВт.	
22	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2022	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая № 1 с УВ на ОН	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -30°С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН=АДТН 630 А). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт.	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
23[5]	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	30 Мвар (40 Мвар)	2022	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18 °С при отключении ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт.	ОАО «РЖД»
24	ПС 110 кВ Карлук	25 МВА	2022	Замена на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (Книга 2, раздел 3.1)	ОАО «ИЭСК»
Мероприятия по релейной защите и автоматике						
25	ПС 500 кВ Иркутская	-	2022	Модернизация устройства ПА: - АДВ ПС 500 кВ Иркутская. Организация взаимодействия - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская и АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская с ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири. Корректировка алгоритмов работы АДВ ПС 500 кВ Иркутская	Выполнение мероприятий, определённых проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики 1. Письмо ОАО «ИЭСК» № 06001-05-423-1421 от 12.10.2018 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири».	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2027 г.г., утвержденные Приказом Минэнерго России от 26.02.2022 №88. 3. Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 г.г., утвержденные Указом Губернатора Иркутской области от 29.04.2022 № 128-уг. 4. ПД и РД по титулу «Разработка дополнений и изменений к проекту по титулу «Узловой комплекс противоаварийной автоматики электропередачи 500 кВ Братск-Иркутск».	
26	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2022	Создание устройства ПА: - АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая № 1	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена происходит превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на величину до 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт.	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					1. Расчеты электроэнергетического режима. 2. Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 г.г., утвержденные Указом Губернатора Иркутской области от 29.04.2022 № 128-уг. 3. ПД и РД по титулу «Выполнение АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена на ПС 220 кВ Лена». 4. Письмо ОАО «ИЭСК» №Исх-ИД-21-2354 от 29.09.2022 о сроках ввода АОПО в 2022 году.	
27	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2022	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	На ПС 110 кВ Черная комплект РЗ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха (МФТО, ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 06504) установлен в 2019 году, выполняется наладка, задание по настройке комплекта РЗ выдано Иркутским РДУ, на ПС 220 кВ Коршуниха необходимо установить ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха. 1. ПД (ОАО «РЖД») по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт и установкой УПК Восточно-Сибирской жд». 2. ПД (ОАО «ИЭСК») «Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Чёрная – Коршуниха	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба». 3. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-61-П-2-19-1958 от 01.06.2020 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ. 4. Письмо ОАО «ИЭСК» № Исх-ИД-21-0281 от 27.04.2022 о сроках ввода ВЧБ в сентябре 2022 году.	
28	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2022	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая со стороны ПС 110 кВ Хребтовая, установленного по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Хребтовая с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА – 1 шт Установка УПК, замена защит 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции и инфраструктуры». На ПС 110 кВ Хребтовая комплект РЗ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая (МФТО, ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 06506) установлен в 2020 году, наладка выполняется, задание по настройке комплекта РЗ выдано Иркутским РДУ, на ПС 220 кВ Коршуниха необходимо установить	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая. 1. ПД (ОАО «РЖД») по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт и установкой УПК Восточно-Сибирской жд». 2. ПД (ОАО «ИЭСК») «Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Чёрная – Коршуниха Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба». 3. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-б1-II-2-19-1066 от 01.04.2022 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ.	
29	ПС 220 кВ Опорная	-	2022	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма на ПС 220 кВ Опорная не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма со стороны ПС 110 кВ Турма, установленноой по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций».	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					На ПС 110 кВ Турма комплект РЗ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма (ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 07546) установлен в 2020 году, наладка выполняется, задание по настройке комплекта РЗ выдано Иркутским РДУ, на ПС 220 кВ Опорная необходимо установить ВЧБ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма 1. ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций». 2. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-б1-П-2-19-1065 от 01.04.2022 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ.	
30	ПС 220 кВ Киренга	-	2022	Создание устройств ПА: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) и ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) происходит превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Киренга	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					– Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) на величину до 8%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт. 1. Расчеты. 2. ПД по титулу «Модернизация ПС 220 кВ Киренга (создание устройств ПА: Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан и ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма)». 3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 20.03.2019 и от 16.12.2019. 4. Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 г.г., утвержденные Указом Губернатора Иркутской области от 29.04.2022 № 128-уг; 5. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-б1-II-3-19-1964 от 01.06.2020 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания АОПО; 6. Письмо ОАО «ИЭСК» №Исх-ИД-21-2354 от 29.09.2022 о сроках ввода АОПО в 2022 году.	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
31	ПС 110 кВ Гидростроитель	-	2022	Создание устройства РЗ: - ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба со стороны ПС 110 кВ Зяба, установленной по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Зяба с заменой тягового трансформатора с 31,5 МВА на 40 МВА – 2 шт, замена защит 110 кВ 1. ПД (ОАО «РЖД») по титулу «Техническое перевооружение тяговой подстанции Зяба с заменой тягового трансформатора с 31,5 МВА на 40 МВА – 2 шт, замена защит 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции инфраструктуры». 2. ПД (ОАО «ИЭСК») «Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Чёрная – Коршуниха Модернизация ПС 110 кВ Гидростроитель Создание устройств РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба». 3. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-61-П-2-19-1957 от 01.06.2020 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ.	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
32	ПС 110 кВ Урик	-	2022	Создание устройств РЗА: АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск происходит превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь на величину до 29 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт. 1. Расчеты электроэнергетического режима. 2. Письмо ОАО «ИЭСК» № исх-ИД-21-2354 от 29.09.2022 о сроках ввода АОПО в 2022 году. 3. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-б1-II-3-19-1216 от 12.04.2019 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания АОПО.	ОАО «ИЭСК»
33	ПС 110 кВ Чуна	-	2022	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая на ПС 110 кВ Чуна не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая со стороны ПС 110 кВ Чуна тяговая, установленной по титулу	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					«Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций». На ПС 110 кВ Чуна тяговая комплект РЗ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая (ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 05542) введен в работу в 2020 году, на ПС 110 кВ Чуна необходимо установить ВЧБ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая. 1. ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций». 2. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-61-П-2-19-1064 от 01.04.2022 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ».	
34	ПС 110 кВ Чуна	-	2022	Создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна на ПС 110 кВ Чуна не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна со стороны ПС 110 кВ Огневка, установленной по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан,	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций». На ПС 110 кВ Огневка комплект РЗ ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна (МФТО, ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 07541) установлен в 2020 году, наладка выполняется, задание по настройке комплекта РЗ выдано Иркутским РДУ, на ПС 110 кВ Чуна необходимо установить ВЧБ ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна. 1. ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций». 2. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, направленное письмом № Р74-б1-II-2-19-1063 от 01.04.2022 в адрес ОАО «ИЭСК» о необходимости создания ВЧБ.	
Перечень выключателей, отключающая способность которых не соответствует расчетным уровням токов короткого замыкания						
35	ПС 110 кВ Цимлянская	-	2022	Замена В-110 Т-2 (Т-3) МКП-110М-630, 20 кА; I расч. КЗ (К3/К1) =23,2/ 18,8 кА	При выведенной из работы основной защите ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками для исключения выполнения деления на участке 110 кВ от Иркутской ГЭС до ПС 110 кВ Кировская необходимо перевести питание Т-2, Т-3 ПС 110 кВ	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Цимлянская от ВВ-110 Т-1. При выведенных из работы основных защитах ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками необходимо на ПС 110 кВ Кировская отключить ШСВ-110 совместно с одним из следующих вариантов: - на Иркутской ГЭС отключить 3 любых гидрогенератора из Г-1, Г-2, Г-7, Г-8; - на Иркутской ГЭС отключить 2 любых гидрогенератора из Г-1, Г-2, Г-7, Г-8 и 2 любых гидрогенератора из Г-3, Г-4, Г-5, Г-6. I КЗ (3)/(1) =19,8/16,1 кА	

[1]- мероприятия по замене АТ-1,2 220/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун с выполнением комплекса мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше и установке устройств ПА вместо установки АТ-3 на ПС 500 кВ Тулун

[2]- объект введен в работу в составе энергосистемы в марте 2022 года

[3]- объект не введен в работу в составе энергосистемы в 2021 году

[4] - объект введен в работу в составе энергосистемы в феврале 2022 года

[5] – в соответствии с протоколом заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр необходма установка БСК мощностью 40 Мвар

Таблица 2.17.5. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на 2022 год (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
ОАО «ИЭСК»				
1	Модернизация ПС 500 кВ Тулун (Реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561) для реализации ОАПВ на ПС 500 кВ Тулун)	2022	-	Исключение излишних управляющих воздействий РЗА при однофазных КЗ на ВЛ 500 кВ, в результате которых происходит отключение ВЛ по трем фазам.
2	Модернизация ПС 500 кВ Тулун (Реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562) для реализации ОАПВ на ПС 500 кВ Тулун)	2022	-	Исключение излишних управляющих воздействий РЗА при однофазных КЗ на ВЛ 500 кВ, в результате которых происходит отключение ВЛ по трем фазам.
3	Реконструкция устройств РЗА ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231) на ПС 500 кВ Ново-Зиминская	2022	-	Реновация основных фондов. - Заключение о работе ДФЗ-201 ВЛ-231 от 01.11.2006 - Акт осмотра поврежденного оборудования от 16.03.2018 (ВЛ-231) - Заключение об отключении от ДФЗ-201 ВЛ-220 кВ №231 от 24.04.11 в 19 часов 42 минуты на ПС 500 кВ Ново-Зиминская Приложение Д Книги 2
4	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью - 6шт с учетом фактически выполненной замены)	2022	-	Исключение рисков отказа
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад, ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ, ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук, ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с заменой поврежденных опор	2022	-	Реновация основных фондов. Аварийный акт №1 от 05.10.2021 об обследовании опор двухцепной ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор, Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук Приложение Д Книги 2
6	Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Акт №804 Расследования причин Аварии произошедшей 07.02.2021 года Приложение Д Книги 2
7	Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Аварийный акт №3 от 15.09.2021 об обследовании оборудования на ПС 110 кВ Юрты Приложение Д Книги 2
8	Модернизация ПС 110 кВ Водопад с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Приложение Д Книги 2

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
9	Модернизация ПС 110 кВ Ока с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.	2022	-	Реновация основных фондов. Аварийный акт №6 от 23.10.2020 об обследовании оборудования на ПС 110 кВ Ока
10	Модернизация ПС 110 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)	2022	–	Исключение рисков отказа
11	Модернизация ПС 110 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2022	–	Исключение рисков отказа. Техническое решение №022/2876 по замене маслянных выключателей типа ВМТ-110Б-25/1250 на элегазовые выключатели на ПС 110 кВ Бохан Приложение Д Книги 2
12	Модернизация ПС 110 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2022	–	Исключение рисков отказа
13	Модернизация ПС 110 кВ Бильчир (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели 2шт).	2022	–	Исключение рисков отказа
14	Модернизация ПС 110 кВ Енисей (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели 2шт).	2022	–	Исключение рисков отказа
15	Модернизация ПС 110 кВ Новая-Уда (замена ВМТ 110 кВ на элегазовый выключатель 1шт).	2022	–	Исключение рисков отказа
16	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (ОРУ 110 кВ): - замена ошиновки 1 и 2 секции шин 110 кВ; - замена выключателей, отключающая способность которых не соответствует реальным токам КЗ; - замена разъединителей, не соответствующих по термической и динамической стойкости; - установка 2 комплектов ДЗШ-110, УРОВ-1 и 2 систем шин 110 кВ.	2022	-	Реновация основных фондов.
17	Модернизация ПС 110 кВ Цимлянская (замена масляного выключателя В-110 Т-2 (Т-3) на элегазовый в количестве 1 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа.
АО «Витимэнерго»				
18	Реконструкция устройств РЗА и ПА ВЛ 110 кВ Кропоткинская Невский на ПС 110 кВ Кропоткинска	2022	-	Расчеты. Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
19	Замена опоры № 515 ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан	2022	-	Реновация основных фондов.
20	Замена масляного выключателя ВМТ 110 на элегазовый ВГТ 110 на ПС 110 кВ Вачинская	2022	-	Исключение рисков отказа
21	Замена масляных выключателей ВМТ 110 Т1 и Т2 на элегазовые ВГТ 110 на ПС 110 кВ Перевоз	2022	-	Исключение рисков отказа
22	Установка дизель-генераторной установки (ДГУ) на ПС 110 кВ Перевоз с установленной мощностью 1,8 МВт	2022	-	Повышение надежности и качества электроснабжения (параллельная работа ДГУ с ЭС не предусматривается)
23	Замена маслонаполненных вводов 110 кВ на силовых трансформаторах 110/35/6кВ на ПС 110 кВ Артемовская (2 трансформатора)	2022	-	Исключение рисков отказа
АО «Электросеть»				
24	Замена ОД и КЗ-110 кВ на Элегазовый выключатель 110 кВ на ПС 110 кВ ГПП-6	2022	-	Исключение рисков отказа
25	Замена ОД и КЗ-110 кВ на Элегазовый выключатель 110 кВ в количестве 2х шт. на ПС 110 кВ Тяговая-1	2022	-	Исключение рисков отказа

Таблица 2.17.6. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на 2022 год

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
ОАО «ИЭСК»				
1	Строительство: отпаечной ВЛ 10 кВ от ВЛ 10 кВ «Юбилейный» (2,609 км), КТП 10/0,4 кВ (1*250 кВА)	2022	2,609 км, 250 кВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств
2	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Калтук МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2 ТП 10/0,4 кВ -132 (L=1,8км) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2022	1,8 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
3	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Калтук МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -133 (L=2,6км) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2022	2,6 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
4	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1 ТП 10/0,4кВ -87 (L=0,9км) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2022	0,9 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
5	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Бурук-Алкин ТП 10/0,4 кВ №195/100 кВА с. Алкин СИП*50- 2,008 км, СИП*16- 0,170 км; ВЛ-10 кВ Бурук-Алкин строительство нового участок – АС*50- 0,350 км, перенос ТП 10/0,4 кВ №194/60 кВА с. Алкин с подключением существующего фидера 0,4 кВ).).	2022	0,350 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
6	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Харик-Харик ТП 10/0,4 кВ №295/160 кВА п. Харик СИП*50- 1,767 км).	2022	1,767 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
7	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина -Карлук с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-3,5 км).	2022	3,5 км	Превышение допустимой нагрузки
8	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина -Урик А с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-2,24 км, строительство дополнительного участка ВЛ провод СИП3-120 L-0,52км).	2022	0,52 км	Превышение допустимой нагрузки
9	Реконструкция ВЛ-10 кВ Столбово-Садоводство с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-1,5 км.)	2022	1,5 км	Превышение допустимой нагрузки

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
10	Реконструкция ВЛ-10 кВ Карлук-Хомутово с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-2,5 км.)	2022	2,5 км	Превышение допустимой нагрузки
11	Реконструкция ВЛ-10 кВ Карлук-Заря с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-3,23 км).	2022	3,32 км	Превышение допустимой нагрузки
12	Реконструкция ВЛ-10 кВ Урик-Подпарщина с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-2,81 км.).	2022	2,81 км	Превышение допустимой нагрузки
13	Реконструкция ВЛ-10 кВ Урик-Посёлок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-0,45 км.).	2022	0,45 км	Превышение допустимой нагрузки
14	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Столбово, ВЛ 10 кВ Столбово - Поселок цепь Б с переводом на напряжение 20 кВ (замена изоляции 10 кВ на 20 кВ L-8,2 км) с установкой повышающих силовых трансформаторов 2х16 МВА (прирост мощности 32 МВА), с ЛЭП 10 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,14 км.	2022	2х16 МВА 0,14 км	Превышение допустимой нагрузки
15	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Турская с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-4,6 км.)	2022	4,6 км	Превышение допустимой нагрузки
16	Стр. ПС 35 кВ Поздняково с установкой трансф-ров 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово 0,05км, ВЛ 10кВ 2,7км	2022	2х10 МВА 0,05 км, 2,7 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств
17	Строительство распределительной электрической сети 10/0,4 кВ (ВЛ 10 кВ, КТП 10/0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ), строительство распределительной электрической сети 6/0,4 кВ (ВЛ 6 кВ, КТП 6/0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ) (прирост мощности 10 МВА) для электроснабжения Группы жилых домов в г. Тулун Иркутской области (мкр-н Березовая Роща)	2022	10 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств в г. Тулун
18	Строительство 2 КТП 6/0,4 кВ 2*1000 кВА (прирост мощности 4 МВА) с КЛ 0,4 кВ (общей протяженностью 6,5 км) для электроснабжения Группы жилых домов в г. Тулун Иркутской области (мкр-н Угольщиков)	2022	4 МВА 6,5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств в г. Тулун
19	Строительство ВЛ 10 кВ (протяженностью 0,9 км), ВЛ 27,5 кВ в габаритах 35 кВ (протяженностью 0,07 км), БКТП до 35 кВ 2*630 кВА (прирост мощности 1,26 МВА), ВЛ 0,4 кВ (протяженностью 0,4 км) для электроснабжения Детского сада на 110 мест в п. Куйтун Иркутской области	2022	0,9 км, 0,07км 2х630 кВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств в п. Куйтун

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
20	Строительство Электрические сети 10/0,4 кВ Станция Худоеланская: - Строительство ВЛ-10 кВ Худоелань-Талый Ключ протяженностью 2,5 км. - Строительство ВЛ-0,4 кВ протяженностью 2 км (для подключения к существующим сетям) - Строительство КТП 10/0,4 кВ в количестве 5 шт	2022	4,5 км, КТП 5 шт.	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств в с. Худоеланская
21	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013» Куйтунский, Зиминский районы (Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Ухтуй-Ухтуй, протяженностью 1,718 км).	2022	1,718 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
22	Строительство ПС 35 кВ Светлячки с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Пивовариха протяженностью 4,5 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,89 км.	2022	2х10 МВА, 4,5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств
23	Строительство ПС 35 кВ Высота (с установкой ТМ 6,3 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,5 км (прирост мощности 6,3МВА)	2022	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств
24	Строительство ПС 35 кВ Индустриальная (с установкой 2-х ТМ 10 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,2 км (прирост мощности 20 МВА)	2022	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств
25	Реконструкция кабельных линий 0,4-6/10 кВ от ПС (реконструкция КЛ 0,4 кВ - 80 км, Реконструкция КЛ 6-10 кВ - 160 км)	2022	80 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
26	Реконструкция 4х КЛ-6 кВ (общая протяженность 2,5 км) от ЗРУ-6 кВ ПС 110 кВ Кировская до ПП-6 кВ, ПНС «Правобережная»	2022	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
27	Реконструкция сетей с целью повышения надежности распредсетей ВЛ 10 кВ от ПС Правобережная (реконструкция ВЛ 0,4 кВ протяженостью - 70 км, реконструкция ВЛ 6-10 кВ протяженностью 70 км)	2022	70 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
28	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2022	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей г. Иркутска
29	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2022	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей г. Иркутска
30	Строительство КЛ 10 кВ (общей протяженностью 6,4 км), 2БКТП 10/0,4 кВ 2х1600 кВА (прирост мощности 6,4 МВА), КЛ 0,4 кВ (общей протяженностью 6,3 км) для электроснабжения Радиологического корпуса онкологического центра в г. Иркутске	2022	6,4 км 3,2 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Онкологического корпуса больницы в г. Иркутске
31	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Правобережная - ДСУ-5» (КЛ-10 кВ-0,75; ВЛ-10 кВ-3,3 км)	2022	3,3 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
32	Реконструкция КЛ-10 кВ «РП-41 - ТП-258 А» (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2022	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
33	Реконструкция сетей КЛ-10 кВ «РП-41 - ТП-258 Б» (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2022	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
34	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Бытовая-ОМОН» (ВЛ-10 кВ-4,8 км)	2022	4,8 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
35	Реконструкция сетей 6 кВ на 10 кВ от ПС 110 кВ Мельниково (реконструкция КЛ 6 кВ на 10 кВ - 75 км)	2022	75 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
36	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2022	6,6 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ в г. Иркутске с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
37	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2022	9,02 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ в г. Иркутске с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
38	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2022	10,2 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ в г. Иркутске с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического присоединения
39	Реконструкция распределительной сети 0,4-10 кВ филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети (с целью приведения качества напряжения в соответствие с требованиями ГОСТ) (ВЛ 0,4 кВ - 2 км, ВЛ 6-10 кВ - 2 км, КТПН с тр-рами общей мощностью 1,25 МВА, Шелеховский район)	2022	4 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
40	Реконструкция распределительной сети 0,4-10 кВ филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети (с целью приведения качества напряжения в соответствие с требованиями ГОСТ) (ВЛ 0,4 кВ 0,5 км, ВЛ 6-10/0,4 кВ - 4,5 км, КТПН с тр-рами общей мощностью 1,25 МВА, г. Иркутск, Иркутский район)	2022	5 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
41	Реконструкция распределительной сети 0,4-10 кВ филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети (с целью приведения качества напряжения в соответствие с требованиями ГОСТ) (ВЛ 0,4 кВ - 1,9 км, ВЛ 6-10/0,4 кВ - 0,15 км, СКТП-250 кВА-10/0,4 кВ, г. Иркутск, Правобережный район)	2022	2,05 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
42	Реконструкция распределительной сети 0,4-10 кВ филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети (с целью приведения качества напряжения в соответствие с требованиями ГОСТ) (ВЛ 0,4 кВ - 1 км, КТПН с тр-рами общей мощностью 1 МВА, г. Иркутск, Левобережный район)	2022	1 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
АО «Витимэнерго»				
43	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит в целях повышения надежности электроснабжения потребителей, на ПС 35кВ Бодайбоканская предусматривается замена 6 масляных выключателей wmpwz-10 на вакуумные выключатели с выкатными элементами ВЭ/TEL 10-20/630У2.	2022	-	Бесперебойная подача электроэнергии потребителям, снижение материальных затрат, трудозатрат и простоя потребителей электроэнергии при выполнении ремонтных работ. В вакуумных выключателях отсутствует масло, что в свою очередь уменьшает объемы масляного хозяйства на ПС 35 кВ Бодайбоканская, а так же уменьшает риски загрязнения окружающей среды.
44	Замена ТП 6/0,4кВ, на КТПН 6/0,4кВ в г. Бодайбо. Предусматривается вывод из эксплуатации и демонтаж ТП 2*400 кВА № 1-4 и КТПН 400 кВа № 3-2. Взамен устанавливаются современные комплектные одно трансформаторные подстанции 6/0,4кВ контейнерного типа мощностью 630кВа.	2022	-	Обеспечения надежного электроснабжения потребителей - Решения вопроса обеспечения качества передаваемой электрической энергии вероятности безотказной работы энергетического оборудования. - Увеличения пропускной способности электрических сетей (увеличение сечения), создания технических условий передачи электрической энергии в увеличенных объемах, требующихся потребителям и обеспечиваемых источником. Позволит осуществить новые технологические присоединения.
45	Реконструкция ВЛ 6;0,4кВ и центров питания в г. Бодайбо. Реконструкция ВЛ-6кВ №6, №5 (ВЛ в двухцепном исполнении) и №2 в г. Бодайбо с конструктивным исполнением ВЛ на железобетонных	2022	-	Развитие электрических сетей города Бодайбо с увеличением пропускной способности электрических сетей и заменой недогруженных

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
	опорах и подвесом самонесущего изолированного провода (СИП) увеличенного сечения, замена ТП в границах, указанных ВЛ 6кВ			и перегруженных трансформаторов
ОАО «БЭСК»				
46	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2022	3,29 МВА/ 6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
47	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района	2022	9,2 МВА/ 2км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района
48	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Чунском районе	2022	0,65 МВА/ 3км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
49	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах	2022	1,2 МВА/ 2,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах
50	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2022	3,86 МВА/ 6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в п.Мегет, Ангарском районе
51	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2022	1,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
52	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2022	1,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский, городе Братске
53	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района	2022	0,8 МВА/ 3,4км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского района
54	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2022	0,4 МВА/ 2,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
55	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2022	0,8 МВА/ 1,3км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
56	Строительство электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2022	0,63 МВА/ 1,1км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
57	Строительство ЛЭП-10 кВ от ПС «Покосное» в поселке Сосновый,	2022	2,92 км	Энергосбережение и повышение

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
	Братского района.			энергетической эффективности
58	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района	2022	0,4 МВА/ 2,4км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района
59	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п.Тагул, д.Сергина, п.Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2022	0,25 МВА/ 3,2км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
60	Реконструкция ПС 35 кВ Радищев» в поселке Радищев Нижнеилимского района.	2022	4МВА х 2шт.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
61	ПС 35 кВ Байкальск	2022	2*25 000 кВА	Технологическое присоединение объектов «Особая экономическая зона туристско-рекреационного типа по напряжению 10 кВ. ПС сооружается ПС сооружается взамен существующей ПС 35 кВ ГПП-1
62	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ г. Бирюсинск, Тайшетский район (после паводка)	2022	2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
63	Реконструкция ВЛ-10 кВ Фидер№ Замзор-Первомайский, п.Первомайский, Нижнеудинский район	2022	10,38 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
64	Реконструкция ВЛ-6кВ НПС, фидер №14,15, г. Тулун	2022	1,38 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
65	Реконструкция ВЛ- 0,4-10 кВ по ул. Свердлова, 50 лет ВЛКСМ г.Тайшет	2022	2,1 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
66	Реконструкция ВЛ-10-0,4кВ с применением СИП, с.Казачинское, Казачинско-Ленский район	2022	4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
67	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ р.п. Атагай, Нижнеудинский район (после паводка)	2022	2,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
68	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер 17,18 ПС «Западная-3» (участок от оп.32 до оп.45) пересечение ул.Горького и ул.Школьная, г. Черемхово	2022	1 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
69	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТПН 630/10/0,4 на территория южной жилой застройки с. Одинск, г.Ангарск	2022	0,63 МВА / 1,8 км	Технологическое присоединение
70	Строительство КЛ-6 кВ, ВЛ-6 кВ, СТП-250 кВА СНТ «Октябрьской революции», г.Ангарск	2022	0,5 МВА / 1,2 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
71	Строительство КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Школьная, ул.Партизанская, с.Савватеевка, Ангарский район	2022	0,5 МВА / 0,6 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
72	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 1 шт. по ул. 1-я Заречная, д.Большая Черемшанка, Усольский район	2022	0,25 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
73	Строительство КТПН-400/6/0,4 кВ взамен ТП-51 г. Усолье-Сибирское	2022	0,4 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
74	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 2 шт. по ул.Трактовая и ул. Восточная, п.Раздолье, Усольский район	2022	0,5 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
75	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Набережная, ул. Фурманова, ул. Труда, ул.Октябрьская, ул. Ангарская, ул. Чайковского, ул.Ломоносова, ул. Олега Кошевогов, р.п.Большая Речка, Иркутский район	2022	0,32 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
76	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Куликова, ул. Кузнецова, ул. Судзиловского, ул.Чапаева, ул. Гудина, ул. Горького, ул. Лазо, ул.Островского, р.п.Листвянка, Иркутский район	2022	0,32 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
77	Строительство распределительных электрических сетей 6/0,4кВ на ул. Трактовая, в п. Утулик Слюдянского района	2022	0,32 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
78	Строительство ЛЭП-10 кВ «НПС-8 - Подволошино», с.Подволошино	2022	0,7 км	Технологическое присоединение

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
	(ИКЭ)			
79	Строительство ТП-30 ул.Матросова, п.Залари	2022	0,4 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
80	Строительство СТП-100/10/0,4кВ взамен ТП-792, п.Тайтурка, Усольский район	2022	0,1 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
81	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ по ул. Проездная, Партизанская, ул. Расковой, г.Тайшет	2022	0,4 МВА/ 0,82 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
82	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПС-250/10/0,4 кВ по ул.Свердлова от ТП-15, р.п.Квиток, Тайшетский район	2022	0,25 МВА/ 0,4 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
83	Строительство КТПН-400/6/0,4 кВ на пересечении ул. Дружбы и ул. Береговой, г. Бирюсинск	2022	0,16 МВА	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
84	Строительство ВЛ-10/0,4кВ, КТПН-250/10/0,4кВ-1шт., г.Усть-Кут, мкрн Холбос	2022	0,25 МВА/ 1,1 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
85	Строительство ЛЭП-10/0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт., строительство КТПН-250/10/0,4кВ-3шт. д.Ключи, Казачинско-Ленский район	2022	0,5 МВА/ 1 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики объектов	Обоснование
86	Строительство ВЛ-10 кВ, КТП-250/10/0,4 кВ ул. Возрождения д.Тарасово, Казачинско-Ленский район	2022	0,25 МВА/ 0,79 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
87	Строительство распределительных электричесикх сетей 0,4-10 кВ по ул. Байкальская, ул. Ленина, с.Бугульдейка, Ольхонский район	2022	0,32 МВА/ 0,1 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
88	Строительство ТП-10/0,4 кВ «Байкальская», ВЛ-0,4-10 кВ, с.Еланцы, Ольхонский район	2022	0,4 МВА/1,5 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
89	Строительство ЛЭП-0,4-10 кВ, ТП-250/10/0,4 кВ по улице Некрасова, с. Оса, Осинский район	2022	0,25 МВА/0,1 км	Разукрупнение распределительной сети 6-10 кВ с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение
90	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ в районе стационара №2 Центральной районной больницы, г. Усолье-Сибирское	2022	0,8 МВА/ 0,1 км	Перенос объектов электросетевого хозяйства с территории сторонних организаций
91	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ в районе спортивного комплекса ДЮСШ №1 по ул. К. Маркса, г. Усолье-Сибирское	2022	0,8 МВА/ 0,1 км	Перенос объектов электросетевого хозяйства с территории сторонних организаций

2.18. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с энергосистемой Красноярского края и Республики Тыва и с энергосистемой Республики Бурятия, а также Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока. Актуальные данные о внешних электрических связях энергосистемы Иркутской области представлены в таблице 2.18.1.

Таблица 2.18.1. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
с энергосистемой Красноярского края и Республики Тыва			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1	234,10
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2	234,30
3	500 кВ	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	329,00
4	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	265,00
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты – Тайшет-Запад (С-61)	15,33
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ключи тяговая – Юрты (С-60)	16,00
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43)	127,30
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	95,00
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-842)	62,50
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-841)	62,50
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-831)	114,80
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-832)	114,80
с энергосистемой Республики Бурятия			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	326,40
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	49,40
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск (МБ-273)	126,20
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	28,00
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	50,80
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь	212,00
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками	212,00
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135)	62,40
с энергосистемой Республики Саха (Якутия)			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	247,50
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	247,50
3	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1	261,48
4	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	261,99

2.19. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области

Топливно-энергетический баланс разработан на основании форм статистической отчетности предприятий и сводных показателей за 2020 год представленных ТОФСГС по Иркутской области «Иркутскстат».

Выполнив анализ предоставленных данных, можно сформировать отчет об объеме потребления топлива в 2020 г. на электростанциях и котельных Иркутской области, тонн условного топлива (т. у.т).

Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2020 г. представлена в таблице 2.19.1.

Таблица 2.19.1. Топливно-энергетический баланс Иркутской области

Наименование показателя	**Производство энергетических ресурсов, т.у.т**	**Производство электрической энергии, т.у.т**	**Производство тепловой энергии, т.у.т**		
			ТЭС	**Котельные**	**Электро-котельные, теплоутили-зационные установки**
Уголь	6 924 766	-3 284 170	-2 886 982	-704 586	-
Сырая нефть	24 280 956	-2 014	-	-14 749	-
Нефтепродукты	296 901	-70 111	-5 141	-293 853	-
Природный газ	6 930 555	-476 698	-	-29 361	-
Прочее твердое топливо	1 734 853	-195 371	-728 497	-810 985	-
Гидроэнергия и НВИЭ	4 300 050	-4 300 050	-	-	-
Электрическая энергия	-	6 985 316	-	-	-34 985
Тепловая энергия	-	-	3 750 103	1 400 106	680 450
Всего	37 543 315	-1 343 098	129 483	-453 428	645 465

По состоянию на 01 января 2021 г. из 991 котельных:

- 661 работали на угле;
- 27 на жидком топливе;
- 144 на дровах и щепе;
- 150 на электрической энергии;
- 9 на газе.

Таблица 2.19.2. Расход топлива на ТЭЦ по его видам за 2021 г.

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)					
Нефтетопливо	406	565			406
в том числе: мазут топочный	406	565			406
Уголь	938725	564022			938725
Азейский	468810	281531			468810
Велистовский	118593	71379			118593
Ирбейский	17719	10623			17719
Мугунский	333603	200489			333603
Итого		564 587			
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)					
Нефтетопливо	1487,4	2046			1487,4
в том числе: мазут топочный	1487,4	2046			1487,4
Уголь	2234369	1286090			2234369
Азейский	657643	380103			657643
Бородинский	23514,7	12983			23514,7
Ирбейский	785822,3	432591			785822,3
Мугунский	767389	460413			767389
Итого		1288136			
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6					
Нефтетопливо	297,813	407			297,813
в том числе: мазут топочный	297,813	407			297,813
Газ природный, тыс. куб.м.	13 478,63	15 427,00			13 478,63
Уголь	387905	214 876			387905
Ирбейский	387905	214 876			387905
Прочие виды топлива	9 474,88	2 122			9 474,88
Итого		232 832			
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	0	0			0
в том числе: мазут топочный	0	0			0
Уголь	0	0			0
в том числе:	0	0			
Мугунский					0
Итого		0			
Иркутская ТЭЦ-6					
Нефтетопливо	374,552	522			374,552
в том числе: мазут топочный	374,552	522			374,552
Уголь	862479	517992			862479

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Бородинский	44744,701	26304			44744,701
Ирбейский	817734,3	491688			817734,3
Итого		518514			
Иркутская ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	1153,264	1609			1153,264
в том числе: мазут топочный	1153,264	1609			1153,264
Уголь	2326228,05	1404918			2326228,05
Азейский	335565,1	191345			335565,1
Бородинский	32998,35	17610			32998,35
Велистовский	10070,15	6140			10070,15
Головинский ДР	111898,5	72986			111898,5
Головинский ДСШ	38525,5	25901			38525,5
ДСШ необогащенный	23779,3	16984			23779,3
Ирбейский	342682,7	185145			342682,7
Мугунский	692552,05	395642			692552,05
Черемховский Д.К. 0-13	493558,4	332187			493558,4
Черемховский Д.К. 13-80	39376,4	27365			39376,4
Черемховский ДКОМСШ	29650,5	22086			29650,5
Черемховский ДР	175571,1	111527			175571,1
Итого		1406527			
Иркутская ТЭЦ-10					
Нефтетопливо	1718,538	2370			1718,538
в том числе: мазут топочный	1718,538	2370			1718,538
Уголь	1884997,24	1164752,0			1884997,24
Азейский	356259,8	208371			356259,8
Бородинский	36358,5	19769			36358,5
Велистовский	1769,6	1138			1769,6
Головинский ДОМСШ	2394,5	1779			2394,5
Головинский ДР	82777,2	56458			82777,2
Головинский ДСШ	33872,7	24017			33872,7
ДСШ необогащенный	7629	5860			7629
Жеронский	1015,67	747			1015,67
Ирбейский	165773,851	92068			165773,851

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Мугунский	432367,672	244577			432367,672
Черемховский Д.К. 0-13	512932,2	342479			512932,2
Черемховский Д.К. 13-80	31123	23763			31123
Черемховский ДКОМСШ	15279,5	11350			15279,5
Черемховский ДР	205444,05	132376			205444,05
Итого		1167122,0			
Иркутская ТЭЦ-11					
Нефтетопливо	524,18	740			524,18
в том числе: мазут топочный	524,18	740			524,18
Уголь	553727	340706			553727
Азейский	99392,9	61347			99392,9
Велистовский	1461,45	859			1461,45
Головинский ДР	22268,5	13560			22268,5
ДСШ необогащенный	3000	1794			3000
Ирбейский	104870,65	64745			104870,65
Мугунский	176001	108124			176001
Черемховский Д.К. 0-13	104053,5	63954			104053,5
Черемховский Д.К. 13-80	717,5	420			717,5
Черемховский ДКОМСШ	4693,5	2870			4693,5
Черемховский ДР	37268	23033			37268
Итого		341446			
Иркутская ТЭЦ-12					
Уголь	94539	67588			94539
Черемховский ДР	94539	67588			94539
Итого		67588			
Иркутская ТЭЦ-16					
Нефтетопливо	95	133			95
в том числе: мазут топочный	95	133			95
Уголь	179210	97072			179210
Азейский	3843,8	2032			3843,8
Ирбейский	175366,2	95040			175366,2
Итого		97205			

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего
	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натуральном исчислении, тонн
Усть-Илимская ТЭЦ					
Нефтетопливо	227	318			227
в том числе: мазут топочный	227	318			227
Уголь	684728	438623			684728
Жеронский	684728	438623			684728
Итого		438941			
ШУ Н-ИТЭЦ					
Нефтетопливо	95,728	133			95,728
в том числе: мазут топочный	95,728	133			95,728
Уголь	199606	119824			199606
Азейский	141317,45	84679			141317,45
Велистовский	1500,90	848			1500,90
Мугунский	53808,50	32517			53808,50
Отсев угля каменного	2979,15	1780			2979,15
Итого		119957			

Совокупный расход по видам используемого топлива на ООО «Байкальская энергетическая компания» представлен в таблице 2.19.3.

Таблица 2.19.3. Совокупный расход по видам используемого топлива на ООО «Байкальская энергетическая компания»

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего	
	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислениит. у.т.	в натур. исчисле- нии, тонн	в условном исчислениит. у.т.	в натур. исчисле-нии, тонн	в условном исчислениит. у.т.
ООО «Байкальская энергетическая компания»						
Нефтетопливо	6379,48	8843			6379,48	8843
Уголь	10346513,29	6216463			10346513,29	6216463
Газ природный, тыс. куб. м.	13 478,63	15 427,00			13 478,63	15 427,00
Прочие	9 474,88	2 122			9 474,88	2 122

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего	
	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислениит. у.т.	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислениит. у.т.	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислениит. у.т.
виды						
Всего		6 242855				6 242855

Из таблицы 2.19.3 видно, что уголь является преобладающим видом топлива на всех ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» и составляет 99,6% от используемого топлива, также используется незначительное количество мазута, природного газа и прочих топлив. На ТЭЦ используются различные виды угля, что говорит о достаточной диверсификации рынка. Основными поставщиками и производителями угля являются:

- ООО «Компания «Востсибуголь» – (разрезы в Иркутской области – Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский, Ирбейский, Вереинский, Касьяновская обогатительная фабрика), реализует бурые угли марки 2БР и 3БР, каменные марки ДР и концентрат марки ДКОМ;
- АО «СУЭК-Красноярск» реализует бурый уголь марки 2БР Бородинского угольного месторождения в Красноярском крае;
- ООО «СУЭК-Хакассия» реализует уголь длиннопламенный обогащенный марки ДО Черногорской обогатительной фабрики в Хакассии для северных территорий области;
- ЗАО «КрасноярскКрайуголь-Восток» – региональный дистрибьютер углей Переяславского разреза в Красноярском крае, реализует марки 3БР, 3БКПО, 3БОМ;
- ООО «Разрез Велистовский» осуществляет поставку бурого угля марки 3БР с Велистовского участка Азейского буроугольного месторождения;
- ООО «Разрез Тарасовский» (Тарасовское месторождение в Иркутской области) реализует угли каменные марки ДР.

ООО «Разрез Тарасовский» (Тарасовское месторождение в Иркутской области) реализует угли каменные марки ДР. В целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения населения Министерством энергетики Иркутской области сформирован аварийно-технический запас топлива в объеме 159 тыс. тонн топлива. В целях предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с дефицитом топлива, в течение 2019 г. в установленном порядке выделено топливо 14 муниципальным образованиям.

В структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 85,3 %, значительную долю занимают прочие твёрдые виды топлива – 14,7 %, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий, которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий, например, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов.

2.20. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет

ЕТЭБ за 2016-2020 гг. (данные по 2021 году ТО ФСГС «Иркутскстат» на момен разработки СИПР не сформированы), отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД, представлен в таблицах 2.21.1-2.21.4 и выполнен в соответствии с информацией, предоставленной в виде статистической отчетности:

- сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);
- сведения об остатках, поступлении и расходах ТЭР;
- сведения о производстве ТЭР;
- сведения о ввозе-вывозе ТЭР.

Таблица 2.20.1. Единый топливно-энергетический баланс угля и природного газа Иркутской области за 2016-2020 гг. (тыс. т.у.т.)

Наименование показателя	**Уголь**					**Природный газ**				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Производство энергетических ресурсов	6 904,40	7 338,30	8 586,70	7 571,56	6 924,76	5 327,80	6 961,82	8 595,84	6 961,82	6 930,56
Ввоз	1 863,20	2 090,50	1 971,60	1 999,50	2 697,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывоз	-1 081,50	-1 623,50	-1 552,10	-1 527,74	К	0,00	0,00	0,00	0,00	61,62
Изменение запасов	17,10	101,60	-201,40	-46,06	-41,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потребление первичной энергии	**7 703,30**	**7 907,00**	**8 804,80**	**7 997,26**	**9 581,41**	**2 896,70**	**7 433,20**	**9 251,70**	**6 961,82**	**6 992,18**
Статистическое расхождение	-17,20	295,90	485,20	580,72	2 705,67	н/д	-106,10	649,30	-587,81	6 455,26
Производство электрической энергии (7)	**-3 104,40**	**-3 422,30**	**-3 778,80**	**-3 521,04**	**-3 284,17**	**-396,90**	**-363,50**	**-437,70**	**-403,01**	**-476,7**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-3 695,20**	**-3 644,70**	**-3 771,80**	**-3 682,84**	**-3 591,57**	**-20,20**	**-36,90**	**-33,90**	**-30,47**	**-29,36**
Теплоэлектростанции	-2 826,10	-2 798,80	-2 937,80	-2 924,64	**-2 886,98**	-2,40	-2,50	-1,10	-0,41	**0,00**
Котельные	-869,10	-845,90	-845,00	-758,20	**-704,59**	-17,80	-34,40	-32,70	-30,06	-29,36
Электрокотельные и утилизация тепла	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Преобразование топлива, в том числе	-230,80	-143,20	-303,60	0,00	0,00	н/д	-1,30	-1,60	-1,50	-1,50
Производство нефтепродуктов (13)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-1,30	-1,60	-1,50	-1,50
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обогащение угля	-230,80	-143,20	-303,60	-229,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-1 338,60	-2 356,20	-1 847,40	-1 745,01

Наименование показателя	Уголь					Природный газ				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Потери при передаче	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	н/д	-4 450,20	-4 354,60	-4 402,40	-4 220,63
Конечное потребление энергетических ресурсов	**497,70**	**400,80**	**465,20**	**212,65**	**0,00**	**н/д**	**1 348,80**	**1 418,10**	**864,86**	**5 965,64**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,80	0,20	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Промышленность	254,00	215,10	256,60	0,55	101,10	н/д	510,20	683,40	76,36	73,25
(C) Добыча полезных ископаемых	66,20	52,60	86,30	0,00	75,4	н/д	510,20	683,40	76,36	81,2
(D) Обрабатывающие производства	187,80	162,50	170,30	0,55	165,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(F) Строительство	1,70	1,20	1,20	2,48	2,3	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00
(M+N+O) Сфера услуг	16,10	14,10	37,40	22,70	22,41	0,00	0,90	1,10	1,00	1,00
(99.9) Прочие виды деятельности	114,10	64,10	58,70	67,32	65,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Население	18,80	17,90	17,30	18,94	18,80	0,00	1,40	1,90	1,90	1,90
Неэнергетическое использование	92,20	88,20	93,20	100,66	101,08	н/д	837,60	733,60	785,60	783,5

Таблица 2.20.2. Единый топливно-энергетический баланс сырой нефти и нефтепродуктов Иркутской области за 2016-2020 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Производство энергетических ресурсов	26 972,80	26 569,80	26 674,00	24 315,56	24 280,95					296,9
Ввоз	13 900,50	14 039,50	12 792,50	13 685,60	…	1 448,20	1 386,30	1 999,20	1 611,23	1 888,1
Вывоз	-26 919,00	-26 530,00	-26 618,20	-23 934,64	…	-10 739,00	-11 387,00	-10 489,40	-10 871,80	К
Изменение запасов	1,40	1,36	1,30	-0,08	0,01	6,60	-18,20	-13,10	-8,23	-8,1
Потребление первичной энергии	**13 955,60**	**14 080,20**	**12 849,70**	**14 066,45**		**-9 284,20**	**-10 018,90**	**-8 503,30**	**-9 268,80**	**2 176,9**
Статистическое расхождение	-1,40	0,00	0,00	27,92		403,60	-0,60	0,10	246,97	
Производство электрической энергии	**-2,20**	**-2,70**	**-2,20**	**-1,69**	**-2,01**	**-59,50**	**-76,20**	**-82,20**	**-73,05**	**-70,11**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-21,20**	**-21,60**	**-15,20**	**-13,10**		**-365,90**	**-314,00**	**-316,90**	**-283,42**	**-298,99**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-16,00	-14,90	-12,70	-15,40	-5,14
Котельные	-21,20	-21,60	-15,20	-13,10	-14,75	-349,90	-299,10	-304,20	-268,03	-293,85
Электрокотельные и утилизация тепла	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Преобразование топлива, в том числе	-13 901,00	-14 040,00	-12 792,50	-13 982,90		13 305,00	14 105,80	12 623,80	13 344,87	11 221,10
Производство нефтепродуктов (13)	-13 901,00	-14 095,00	-12 792,50	-13 982,90	-13 852,10	13 305,00	14 105,80	12 623,80	13 344,87	13 555,2
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обогащение угля	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-444,50	-538,10	-327,53	-300,52

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Потери при передаче	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Конечное потребление энергетических ресурсов	**31,8**	**16,5**	**39,70**	**40,84**	**41,32**	**3 191,80**	**3 252,80**	**3 183,20**	**3 145,10**	**3 132,36**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97.5	97,10	107,00	36,37	32,32
Промышленность	24,00	13,30	36,90	36,59	36,91	1 701,30	1 784,60	1 725,40	1 737,10	1 785,2
(C) Добыча полезных ископаемых	24,00	13,30	36,90	24,60	24,6	349,60	315,40	351,10	0,98	0,92
(D) Обрабатывающие производства	0,00	0,00	0,00	11,99	10,3	1 351,70	1 469,20	1 374,20	70,04	70,06
(F) Строительство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	79,00	97,70	85,50	87,40	88,32
(M+N+O) Сфера услуг	7,80	3,20	2,80	4,25	3,9	277,90	270,90	250,10	266,30	261,2
(99.9) Прочие виды деятельности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	155,70	112,30	192,60	153,53	171,65
Население	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	781,50	775,90	694,30	750,57	732,9
Неэнергетическое использование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	98,90	114,40	128,20	113,83	126,48

Таблица 2.20.3. Единый топливно-энергетический баланс гидроэнергии и нетрадиционные возобновляемые источники энергеии (НВИЭ), а также прочего твердого топлива Иркутской области за 2016-2020 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	**НВИЭ**					**Прочее твердое топливо**				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Производство энергетических ресурсов	4 595,80	4 325,40	4 569,40	4 664,22	4 300,5	3 925,30	1 961,60	1 976,80	2 121,23	1 734,85
Ввоз	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывоз	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Изменение запасов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,80	-0,50	-3,00	0,20	0,15
Потребление первичной энергии	**4 595,80**	**4 325,40**	**4 569,40**	**4 664,22**	**4 300,5**	**3 931,10**	**1 961,00**	**1 973,70**	**2 121,43**	**1 735,00**
Статистическое расхождение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,80	0,00	0,00	237,77	195,52
Производство электрической энергии	**-4 595,80**	**-4 325,40**	**-4 569,40**	**-4 664,22**	**- 4300,5**	**-187,10**	**-185,50**	**-199,90**	**-201,51**	**- 195,37**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**-1 631,80**	**-1 635,90**	**-1 647,50**	**-1 533,22**	**-1 539,48**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-764,50	-1 344,30	-1 375,70	-759,15	-728,50
Котельные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-867,30	-291,60	-271,80	-774,07	-810,98
Электрокотельные и утилизация тепла	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Преобразование топлива, в том числе						-60,20	-57,50	-59,70	-58,44	-58,38
Производство нефтепродуктов						-60,20	-57,50	-59,70	-58,44	-58,38
Переработка газа						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обогащение угля						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	НВИЭ					Прочее твердое топливо				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Потери при передаче						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Конечное потребление энергетических ресурсов						**2 052,10**	**96,60**	**96,60**	**90,49**	**87,88**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство						19,40	15,50	15,50	14,83	14,26
Промышленность						1 976,10	7,30	7,30	11,99	10,43
(C) Добыча полезных ископаемых						0,30	0,30	0,30	0,00	0,00
(D) Обрабатывающие производства						1 975,80	7,00	6,90	11,99	11,8
(F) Строительство						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(M+N+O) Сфера услуг						2,50	2,40	2,40	2,70	2,65
(99.9) Прочие виды деятельности						30,80	33,80	33,80	33,08	33,80
Население						14,50	14,50	14,40	11,85	11,25
Неэнергетическое использование						8,90	23,20	23,10	16,05	20,45

Таблица 2.20.4. Единый топливно-энергетический баланс электрической и тепловой энергии Иркутской области за 2016-2020 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Производство энергетических ресурсов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ввоз	667,60	1 147,00	1 045,50	1 096,25	1 050,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывоз	0,00	-517,90	-617,80	-1 355,03	-1 400,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Изменение запасов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потребление первичной энергии	**333,10**	**629,10**	**427,70**	**-258,78**	**-100,3**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Статистическое расхождение	334,50	0,00	0,00	88,12	78,56	-22,50	-33,54	-107,30	381,44	225,12
Производство электрической энергии	**6 002,37**	**6 144,78**	**6 287,19**	**7 105,66**	6 985, 31	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-36,30**	**-22,60**	**-20,90**	**-36,48**	**-34,98**	**5 534,20**	**5 371,50**	**5 468,30**	**5 871,43**	**5 830,65**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 567,90	3 476,60	3 634,20	3 902,12	3 750,1
Котельные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 633,40	1 270,50	1 216,10	1 305,75	1 400,1
Электрокотельные и утилизация тепла	-36,48	-27,00	-17,52	-36,48	-34,98	332,90	624,50	617,90	663,45	680,45
Преобразование топлива, в том числе	-67,50	-56,30	-53,70	-33,07	-30,21	0,00	-246,50	-240,70	-243,60	-241,65
Производство нефтепродуктов	-69,64	-57,45	-45,26	-33,07	-33,8	0,00	-246,50	-240,70	-243,60	-241,65
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обогащение угля	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	-247,30	-254,40	-276,70	-312,72	- 321,6	-273,80	-133,10	-139,40	-182,10	-179,5

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Потери при передаче	-615,00	-582,30	-567,80	-641,72	640,23	-440,60	-340,50	-381,20	-387,43	-382,4
Конечное потребление энергетических ресурсов	**5 699,00**	**5 717,70**	**5 927,50**	**5 734,78**	**5 651,12**	**4 797,30**	**4 685,00**	**4 814,20**	**4 676,86**	**4 581,95**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	80,60	79,10	81,80	85,08	81,50	72,80	69,70	68,00	74,24	71,23
Промышленность	4 036,70	4 146,40	3 934,90	3 918,50	3 931,7	2 654,00	2 634,50	2 649,10	2 536,98	2 621,41
(C) Добыча полезных ископаемых	315,20	341,50	342,30	325,68	330,9	86,60	88,28	89,96	86,60	86,59
(D) Обрабатывающие производства	3 721,50	3 804,90	3 592,60	3 592,83	3 562,1	2 559,20	2 549,60	2 560,50	2 450,38	2 421,3
(F) Строительство	34,70	33,00	30,90	32,00	32,52	7,50	7,70	6,50	10,80	11,2
(M+N+O) Сфера услуг	474,60	453,00	529,40	471,35	450,98	78,50	70,80	74,80	106,26	105,3
(99.9) Прочие виды деятельности	465,00	380,70	381,20	530,00	530,00	409,50	425,10	460,20	371,76	400,25
Население	607,30	625,50	969,00	697,85	850,9	1 575,00	1 477,30	1 555,50	1 576,82	1 526,3
Неэнергетическое использование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

В отраслях ТЭК производится 10% валового регионального продукта Иркутской области. В общем объеме промышленного производства продукция ТЭК составляет более 30%. Основные фонды ТЭК составляют более 60%, осваивается 49% инвестиций, направляемых в промышленность. На долю ТЭК приходится около 33% численности населения, занятого в промышленности региона.

По данным Росстата за 2020 г. на долю области приходится 18% потребляемого угля в стране, 5,1% электроэнергии, 4,3% тепловой энергии.

Доля Иркутской области в СФО более значительна: в потреблении угля 14%, электроэнергии более 21%, тепловой энергии – более 23%. При этом структура потребления топливных ресурсов в стране в целом и в Иркутской области значительно отличается. Так, основным видом топлива, потребляемого в Российской Федерации, является газ (природный, сжиженный, искусственный, сухой) – порядка 60%, а Иркутской области – уголь, который составляет более половины от общей потребности в ТЭР (включая все виды нефтепродуктов).

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области

3.1. Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения

Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения на территории Иркутской области отсутствуют. Однако, в части энергорайонов, присутствует ряд узких мест и ограничений. Информация приведена в разделах 3.2 -3.5.

3.2. Наличие ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей

Ограничения выдачи мощности существующих электростанций в Иркутской области касаются:

- Усть-Илимской ГЭС. В КС «Выдача мощности Усть-Илимской ГЭС» и «Выдача мощности ОРУ 220 кВ Усть-Илимской ГЭС» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Усть-Илимской ГЭС;
- Иркутской ТЭЦ-9. В КС «Выдача мощности ТЭЦ-9», «Выдача мощности блоков 7-8 ТЭЦ-9» и «Выдача мощности блоков 1-6 ТЭЦ-9» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены пропускной способностью ЛЭП и сетевого оборудования, входящих в схему выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-9;
- Иркутской ТЭЦ-10. В КС «Выдача мощности блоков 7, 8 ТЭЦ-10» и «Выдача мощности блоков 5-8 ТЭЦ-10» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены пропускной способностью ЛЭП и сетевого оборудования, входящих в схему выдачи мощности блоков 5 и 8 Иркутской ТЭЦ-10.

Также на основании письма Министерства от 5 февраля 2020 г. №02-58-1133/20 «О предоставлении информации в план действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС)» имеется информация по наиболее опасным и вероятным сценариям развития ЧС в системе электроэнергетики АО «Мамаканская ГЭС» (далее – АО «МГЭС»). Согласно письму и выписке из плана действий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера на гидротехнических сооружениях АО «МГЭС», был выполнен вероятностный анализ факторов, которые могут обусловливать возникновение и развитие различных сценариев аварий и схем их развития.

Мамаканская ГЭС расположена в Бодайбинском районе Иркутской области, на р. Мамакан в 1,2 км от устья и предназначена для выработки электрической энергии в систему энергоснабжения Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области. Для обеспечения большей надежности электроснабжения потребителей Бодайбинского района в 80-е годы прошлого столетия местная энергосистема 110 кВ была подключена к сетям энергосистемы Сибири линией напряжением 220 кВ, входящей в Единую энергосистему страны.

Напорный фронт формируется бетонной плотиной, имеющее приплотинное здание машинного зала и служебного корпуса АО «МГЭС». Бетонная плотина формирует напорный фронт между верхним бьефом водохранилища и нижним бьефом р. Мамакан. Разрушение плотины в напорной части, подъём уровня воды в нижнем бьефе, может вызвать чрезвычайную ситуацию с затоплением помещений ГТС нижнего бьефа. Кроме того, авария на плотине вызовет прекращение выработки электроэнергии, что приведет к ограничению потребителей.

Пропускная способность здания ГЭС входит в общую пропускную способность гидроузла. В связи с этим, выход из строя здания ГЭС повлияет на общую пропускную

способность гидроузла и приведет к созданию условий для возникновения аварии на основной напорной бетонной плотине. Особенностью конструкции здании ГЭС является то, что пол монтажной площадки и машинного зала расположен на отм. 239,1 м, что на 6,7 м ниже уровня нижнего бьефа, при прохождении паводка 0,5% обеспеченности и на 2,1 м ниже уровня нижнего бьефа, при прохождении паводка 2% обеспеченности. Следовательно, при подъеме уровня воды в реках Витим и Мамакан, также создастся напорный фронт со стороны нижнего бьефа. От высоких уровней нижнего бьефа здание ГЭС защищено герметичными воротами, закрывающимися при повышении уровня воды. Не закрытие ворот во время паводка приведет к затоплению станции, прекращению выработки электроэнергии, выходу из строя всего электротехнического оборудования, что также приведет к ограничению потребителей. Повреждения на остальных ГТС гидроузла не приводят к возникновению аварийных ситуаций на ГТС или возникновению ЧС.

3.3. Схемно-режимные ситуации, приводящие к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Недостаточная пропускная способность автотрансформаторов ПС 500 кВ Тайшет

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ -36^0С в единичной ремонтной схеме при отключении 2 АТ ПС 500 кВ Тайшет в нормальной схеме с учетом применения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А (ДДТН=346,44 А)). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 70 МВт.

С целью недопущения возникновения отмеченной недопустимой перегрузки предлагается проведение реконструкции ПС 500 кВ Тайшет с увеличением трансформаторной мощности на 250 МВА до 750 МВА (1х250 МВА). Необходимо отметить, что данное мероприятие также необходимо для обеспечения возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД».

Недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун и коммутационного оборудования 110 кВ АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, имеет место недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун и коммутационного оборудования 110 кВ АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун.

В период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун после выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 21% (692 А) при номинальном токе 573 А (равном ДДТН при -36°С) и коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячейки 110 кВ АТ-2 ПС 500 кВ Тулун – 15% (692 А) при ДДТН 600 А при -36°С. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт.

В период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-2 ПС 500 кВ Тулун после выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 ПС 500 кВ Тулун (выключатель, разъединители) на 14% (685 А) при ДДТН 600 А при -36°С. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт.

В период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей имеет место:

- токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 65% (947 А) при номинальном токе 573 А, равном ДДТН при -36°С, (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка АТ-2 не допускается);
- токовая перегрузка коммутационного оборудования (выключатель, разъединитель) ячейки 110 кВ АТ-2 ПС 500 кВ Тулун на 58% (947 А) при АДТН 600 А при -36°С (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка оборудования не допускается).

Схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод режима в допустимую область, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 133 МВт.

В период максимальных нагрузок автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун для зимнего периода при температуре ОЗМ, при выводе в ремонт АТ-2 ПС 500 кВ Тулун и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей имеет место токовая перегрузка коммутационного оборудования (выключатель, разъединитель) ячейки 110 кВ АТ-1 ПС 500 кВ Тулун на 55% (930 А) при АДТН 600 А при -36°С (в соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка оборудования не допускается).

Схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод режима в допустимую область, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 102 МВт.

Исключения необходимости ввода ГАО возможно путём реализации следующих мероприятий:

1. Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 692 А и АДТН не менее 947 А при – 36°С;
2. Замена коммутационного оборудования стороны 110 кВ АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 685 А и 692 А соответственно;
3. АОПО для защиты коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячеек 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун.

Альтернативой мероприятию п.3 (установке АОПО) является замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 (выключатель, разъединители) на коммутационное оборудование с ДДТН не менее 685 А (АТ-1) и 692 А (АТ-2) и АДТН не менее 930 А (АТ-1) и 947 А (АТ-2) при -36°С.

Альтернативой мероприятиям п.1, 2 и 3 являются: установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун с установкой АОПО с УВ на ОН АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун.

Недостаточная пропускная способность транзита 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун в нормальной схеме имеет место перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования. После выполнения схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 8 МВт.

Также, в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний и летний периоды максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун в нормальной схеме имеет место перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования. После выполнения схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 17 МВт.

Для недопущения отмеченной проблемы предлагается строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2 протяжённостью 80 км, а также проведение реконструкции с заменой:

- провода марки АС-185/29 ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 635 А при +25°С;
- провода марки АС-185/29 ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС 110 кВ Замзор до отпайки на ПС Ук) на провод с ДДТН не менее 635 А при +25°С;
- ошиновки марки АС-185/24, выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук на оборудование с ДДТН не менее 635 А при +25°С;
- ошиновки марки АС-185/24, выключателя, разъединителей и ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук на оборудование с ДДТН не менее 642 А при +25°С.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4% (694 А при ДДТН и АДТН 671 А при -30°С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16% (694 А при ДДТН и АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16% (694 А при ДДТН и АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН и АДТН 630 А).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт.

С целью устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А);

ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б);

ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;

ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;

ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово.

Объекты электрогенерации в энергорайоне отсутствуют.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С в схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск (при ремонте данной ВЛ учтено включенное состояние В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и оборудования ячеек на ПС:

- ВЧЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 9% (687 А при АДТН=630 А при –36 °С);
- ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 15% (687 А при АДТН=600 А при –36 °С);
- ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 4% (626 А при АДТН=600 А при –36 °С);
- ошиновки (АС-95) в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС кВ Усть-Орда на 23% (626 А при АДТН=507 А при –36 °С);
- провода (АС-150/24) ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на участке от ПС 110 кВ Урик до отпайки на ПС 110 кВ Оёк на 3,5% (715 А при АДТН=691 А при –36 °С);
- ошиновки (АС-150) в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 3,5% (715 А при АДТН=691 А при –36 °С);
- ВЧЗ ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 13% (715 А при АДТН=630 А при –36 °С);
- ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик на 19% (715 А при АДТН=600 А при –36 °С);
- ошиновки (АС-95) в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 21% (612 А при АДТН=507 А при –36 °С);
- ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2% (612 А при АДТН=600 А при –36 °С).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт. Для целей устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН, а также установка на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда АОСН с УВ на включение БСК и ОН.

Недостаточная пропускная способность линейного оборудования ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С при аварийном отключении 1 СШ-110 кВ на ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме (ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск с отпайками отключена со стороны ПС 220 кВ Черемхово, Т-1 ПС 110 кВ Свирск и Т-1 ПС 110 кВ Карьерная запитаны от ПС 110 кВ Оса) имеет место токовая перегрузка ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на Иркутской ТЭЦ-10 на 19% (714 А при АДТН=600 А при –36 °С).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 62 МВт.

С целью недопущения возникновения отмеченной недопустимой перегрузки предлагается замена на Иркутской ТЭЦ-10 ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на ВЧЗ с ДДТН не менее 918 А при –36 °С.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при отключении ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (отключен АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка ВЛ и следующего оборудования:

1. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг:

1.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19:

I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

1.2. Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19:

I расч = 480 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

1.3. Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово:

I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

1.4. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19:

I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

1.5. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19:

I расч = 480 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

1.6. Секционный выключатель и трансформатор тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха:

I расч = 684 А, ДДТН при +18 °С = 630 А.

2. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха:

2.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19:

I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

2.2. Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19:

I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 419 А.

2.3. Шинный, линейный (обходной) разъединители ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово:

I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 600 А.

2.4. Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120:

I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 521 А.

2.5. ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг:

I расч = 694 А, ДДТН при +18 °С = 630 А.

2.6. Ошиновка марки АС-185 ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная:

I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 559 А.

2.7. Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная:

I расч = 644 А, ДДТН при +18 °С = 600 А.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт

Для недопущения отмеченных перегрузок рекомендуется:

- Замена провода участков ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С;

- Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на провод с пропускной способностью не менее 480 А и 644 А соответственно при +18°С;

- На ПС 220 кВ Шелехово: замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на разъединители с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С;

- На ПС 110 кВ Рассоха: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +180°С, ошиновки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 480 А при +18°С; замена секционного выключателя на выключатель с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С; замена трансформатора тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С;

- На ПС 110 кВ Большой Луг: замена ошиновки марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С; замена трансформатора тока с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С;

- На ПС 110 кВ Подкаменная: замена ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) марки АС-185 на ошиновку с пропускной способностью не менее 644 А при +18°С, замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на трансформаторы тока с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КУ-30) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КК-31)

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ +30°С аварийное отключение ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30)) на 8% (724 А при АДТН=670 А при +30 °С).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт. Для целей устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга.

Недостаточная пропускная способность трансформаторов тока 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Черемхово

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С при выводе в ремонт АТ-1 (125 МВА) или АТ-2 (125 МВА) на ПС 220 кВ Черемхово и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская или ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта имеет место токовая перегрузка трансформаторов тока 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово на 26% (791 А при АДТН = 630 А).

После выполнения схемно-режимных мероприятий, направленных на приведение параметров режима в область допустимых значений, токовая перегрузка трансформаторов тока 110 кВ АТ-1 (АТ-2) на ПС 220 кВ Черемхово составляет 12% (705 А при АДТН = 630 А).

В целях исключения указанной перегрузки трансформаторов тока 110 кВ АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово необходим ввод ГАО на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Ново-Зиминская – ПС 220 кВ Черемхово в объеме до 65 МВт.

В связи с наличием отмеченной перегрузки рекомендуется замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово.

3.4. Энергоузлы с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-55);
- выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-56).

Энергорайон включает в себя электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С в двойной ремонтной схеме с отключением ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ).

Схемно-режимные мероприятия, направленные на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, отсутствуют.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО на величину до 60 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается проведение реконструкции ПС 110 кВ Юрты с установкой БСК мощностью 58 Мвар (2х29 Мвар), а также реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой БСК мощностью 30 Мвар.

Энергорайон Восточных электрических сетей. Снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ ВЭС ниже МДН

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –36°С (потребление ВЭС – 450 МВт (31.12.2020 14-27 мск)) при аварийном отключении 1 СШ-110 кВ на ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме (ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск с отпайками отключена со стороны ПС 220 кВ Черемхово, Т-1 ПС 110 кВ Свирск и Т-1 ПС 110 кВ Карьерная запитаны от ПС 110 кВ Оса) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН (84,7 кВ).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 33 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается установка БСК на следующих объектах: ПС 110 кВ Оса – 2х12 Мвар, ПС 110 кВ Новая Уда – 2х15 Мвар и ПС 110 кВ Свирск – 2х10 Мвар. В связи с переменной нагрузкой рассматриваемого района в течение суток, глубоким снижением напряжения в ПАР и возможным отсутствием необходимости включенного состояния предлагаемых к установке БСК в нормальной схеме также необходима установка устройств ПА на вышеперечисленных ПС – АОСН с УВ на включение БСК.

В п. 3.3 (подраздел «Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь») приведено также обоснование необходимости установки АОСН на 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда с УВ на ОН помимо УВ на включение БСК.

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками) имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 500 кВ Тулун ниже АДН (85,6 кВ).

После выполнения схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже МДН.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт.

С целью исключения необходимости ввода ГАО предлагается установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 25 Мвар (одновременно с выполнением мероприятий по увеличению трансформаторной мощности на ПС 500 кВ Тулун и строительству новой ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2).

3.5. Необходимость (замены оборудования) на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности

Модернизация ПС 500 кВ Тулун (Реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561) для реализации ОАПВ на ПС 500 кВ Тулун)

На ВЛ-500 кВ Братская ГЭС – Тулун №1 (ВЛ-561) на ПС 500 кВ Тулун не выполнено ОАПВ. В связи с чем, при однофазном коротком замыкании на линии происходит отключение трех фаз выключателей ВЛ-500 кВ (ВЛ-561), что приводит к

снижению пропускной способности линий ВЛ-500 кВ на транзите Братск – Иркутск. Поэтому необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА для реализации ОАПВ на ВЛ-500 кВ Братская ГЭС – Тулун №1 (ВЛ-561) на ПС 500 кВ Тулун. (ПУЭ п.п. 3.3.15-3.3.16)

Модернизация ПС 500 кВ Тулун (Реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562) для реализации ОАПВ на ПС 500 кВ Тулун)

На ВЛ-500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2 (ВЛ-562) на ПС 500 кВ Тулун не выполнено ОАПВ. В связи с чем, при однофазном коротком замыкании на линии происходит отключение трех фаз выключателей ВЛ-500 кВ (ВЛ-562), что приводит к снижению пропускной способности линий ВЛ-500 кВ на транзите Братск – Иркутск. Поэтому необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА для реализации ОАПВ на ВЛ-500 кВ Братская ГЭС – Тулун №2 (ВЛ-562) на ПС 500 кВ Тулун. (ПУЭ п.п. 3.3.15-3.3.16)

Реконструкция устройств РЗА ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231) на ПС 500 кВ Ново-Зиминская

Произвести реконструкцию защит, цепей управления и сигнализации выключателей 220 кВ в соответствии с «Рекомендациями по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» РД 153-34.0-35.648-01 в связи с моральным и физическим износом раннее установленных устройств РЗА, выполненных на электромеханической элементной базе и имеющих срок эксплуатации более 25 лет.

Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью - 6шт с учетом фактически выполненной замены)

В ходе разработки проектной документации по титулу «Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ БЛПК – Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ БЛПК» вывялено несоответствие номинальных токов первичного оборудования ПС 220 кВ Опорная токам КЗ, значительно возрастающим после строительства данной ВЛ.

Существующие выключатели 110 кВ ВМ-110 ЦКК-1,2,3,4,5, ШСВ-110 являются масляного типа.

С целью исключения рисков повреждения оборудования, а также отказа в включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Опорная выключателей 110 кВ в количестве 6 шт.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад, ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ, ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук, ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с заменой поврежденных опор

Исключение аварии на ВЛ 110 кВ ПС Нижнеудинск – ПС Замзор, с заходом на ПС Водопад, с заходом на Вагонно-ремонтный завод (ВРЗ), отпайка на ПС Ук связанной с возможным разрушением промежуточных опор № 196/184 и № 197/185 из-за скручивания поясных уголков решетчетого створа опоры, а также поврежденных коррозией сварных швов ветровых связей.

Предотвращение возможных последствий, связанных с прекращением энергоснабжения тяговых подстанций из-за повреждения опоры.

Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт.

На ПС 110 Бирюса ОД, КЗ-110 кВ в эксплуатации с 1970-х годов. Данный вид коммутационных аппаратов, используемых для защиты трансформаторов, имеет значительный физический износ. Запасные части к данному типу оборудования не выпускаются, что затрудняет его ремонт. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей отделителя, с использованием запчастей в том числе бывших в употреблении.

Кинематические узлы отделителей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы аппарата. В связи с вышеуказанным необходимо выполнить замену ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Бирюса в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Бирюса, связанных с повреждением оборудования.

Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт.

На ПС 110 Юрты ОД, КЗ-110 кВ в эксплуатации с 1970-х годов. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей отделителя, с использованием запчастей в том числе бывших в употреблении.

Кинематические узлы отделителей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы аппарата. В связи с вышеуказанным необходимо выполнить замену ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Юрты в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Юрты, связанных с повреждением оборудования.

Модернизация ПС 110 кВ Водопад с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.

На ПС 110 кВ Водопад ОД КЗ-110 кВ в эксплуатации с 1970-х годов. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей отделителя, с использованием запчастей в том числе бывших в употреблении.

Кинематические узлы отделителей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы аппарата (Акт № 1/17 от 08.06.2017 среднего ремонта ОД и КЗ 110 кВ на ПС 110 кВ Водопад, Акт № 2/17 от 08.06.2017 среднего ремонта ОД и КЗ 110 кВ на ПС 110 кВ Водопад). В связи с вышеуказанным необходимо выполнить замену ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Водопад в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Водопад, связанных с повреждением оборудования.

Модернизация ПС 110 кВ Ока с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.

На ПС 110 кВ Ока эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1984, 1985 годов. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей отделителя, с использованием запчастей в том числе бывших в употреблении.

Кинематические узлы отделителей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы аппарата. В связи с вышеуказанным необходимо выполнить замену ОД, КЗ-110 на элегазовые выключатели.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Ока в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Ока, связанных с повреждением оборудования.

Модернизация ПС 110 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Косая Степь эксплуатируются с 1994 года.

Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Модернизация ПС 110 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Бохан эксплуатируются с 1999 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Модернизация ПС 110 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Еланцы эксплуатируются с 1995 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Модернизация ПС 110 кВ Бильчир (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели 2 шт.)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Бильчир эксплуатируются с 1991 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Модернизация ПС 110 кВ Енисей (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели 2 шт.)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Енисей эксплуатируются с 1992 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Модернизация ПС 110 кВ Новая-Уда (замена ВМТ 110 кВ на элегазовый выключатель 1 шт.)

Выключатель ВМТ 110 кВ на ПС 110 кВ Новая Уда эксплуатируются с 2004 года. Параметры выключателей ВМТ-110 близки к предельно допустимым. Необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В соответствии с Циркуляром Ц-02-91(Э) О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ от 29.10.1991, имеется большое количество отказов выключателей данного типа из-за конструктивных недоработок. В соответствии с Эксплуатационным циркуляром № Ц-07-89(Э) О повышении надежности маломасляных выключателей серии ВМТ от 30.10.1989 требуется замена отдельных узлов выключателя для повышения его надёжности.

Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (замена ОРУ-110 кВ)

В настоящее время на ПС 220 кВ Ново-Ленино в эксплуатации находятся разъединители 110 кВ типа РЛДН и масляные выключатели 110 кВ типа МКП-110 1961-1969 годов выпуска. Запасные части для их ремонта отсутствуют, т.к. они давно сняты с производства. Требуют больших затрат при проведении текущих и средних ремонтов, полностью восстановить коммутационный ресурс по указанным причинам не представляется возможным. Кроме этого указанные разъединители и выключатели не соответствуют по динамической и термической стойкости выросшим токам короткого замыкания по 110 кВ на шинах ПС 220 кВ Ново-Ленино. Необходима установка оборудования, соответствующего токам термической и динамической стойкости.

Предлагается выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Ново-Ленино:

- замена ошиновки 1 и 2 секции шин 110 кВ;
- замена выключателей, отключающая способность которых не соответствует реальным токам КЗ;
- замена разъединителей, не соответствующих по термической и динамической стойкости;
- установка 2 комплектов ДЗШ-110, УРОВ-1 и 2 систем шин 110 кВ.

Модернизация ПС 110 кВ Цимлянская (замена масляного выключателя В-110 Т-2 (Т-3) на элегазовый в количестве 1 шт.)

На ПС 110 кВ Цимлянская эксплуатируется выключатель типа МКП-110 (В-110 Т-2 (Т-3)), 1966 года выпуска. Кинематическая система выключателя МКП-110 выработала свой ресурс, приводы выключателя требуют регулярной регулировки в ходе эксплуатации. В соответствии с требованиями НТП подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248-2017) п.7.11. (О необходимости предусматривать на ОРУ 110-750 элегазовые выключатели) и ГОСТ Р 52726-2007 п.5.6. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ, необходимо произвести его замену на элегазовый выключатель.

1. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области

Электроэнергетика определяющим образом влияет на условия экономического и социального развития Иркутской области. Реализация инвестиционных проектов, эффективность работы предприятий и организаций, улучшение качества жизни людей, достижение практически всех целей стратегии развития экономики Иркутской области зависит от надёжного, сбалансированного и безопасного функционирования электроэнергетики.

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Анализ ситуации в топливно-энергетическом комплексе свидетельствует о том, что пропускная способность электросетевого хозяйства достаточно высока. В то же время, несмотря на избыток мощностей в целом, в пределах Иркутской области существуют районы, где наблюдаются проблемы с энергообеспечением. Также к проблемам можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования. Инвестиции в обновление и модернизацию оборудования топливно-энергетического комплекса Иркутской области вкладывались в недостаточном объеме, что привело к его старению и повышению вероятности выхода из работы.

Главной целью функционирования и развития электроэнергетической инфраструктуры Иркутской области является создание благоприятных условий социально-экономического развития Иркутской области, повышение конкурентоспособности, а также устранение инфраструктурных ограничений и рисков для развития всех видов деятельности на территории Иркутской области.

В соответствии с этим определяются две группы стратегических задач в части электроэнергетической инфраструктуры и энергообеспечения:

- Эффективное развитие электроэнергетической инфраструктуры;
- Повышение эффективности производства, передачи, использования энергии и развитие направления энергосбережения.

Приоритетные задачи первой группы – развитие электроэнергетической инфраструктуры Иркутской области – определяются исходя из понимания существующей и прогнозируемой структуры ее экономики, значимости надежного энергоснабжения для населения Иркутской области, сфер его жизни, для развития и модернизации базовых отраслей промышленности и перехода к инновационному пути развития. В таблице 1.1.1 представлены важнейшие приоритетные задачи развития электроэнергетики Иркутской области.

Приоритеты второй группы задач – повышение эффективности использования энергии и развития направления энергосбережения в Иркутской области – связаны с необходимостью использования резервов энергосбережения, эффективности использования энергии потребителями Иркутской области, использованием возобновляемых источников энергии и согласуются с федеральной политикой снижения энергоемкости ВВП страны.

Таблица 1.1.1. Приоритетные задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Приоритетные задачи	Направления решения
Обеспечение надежности электроснабжения потребителей	– Развитие общесистемных функций энергосистемы Иркутской области в рамках ОЭС Сибири и ЕЭС России в целом в соответствии с Энергетической стратегией РФ на период до 2035 года; – согласование планов и приоритетов развития Иркутской области с ООО «Байкальская энергетическая компания», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», ОАО «Иркутская электросетевая компания», АО «Братская электросетевая компания», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», Восточно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению СП «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, выполняющими функции операторов в области генерации, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на территории Иркутской области; – учет потребностей Иркутской области в долгосрочных инвестиционных программах операторов электроэнергетической инфраструктуры, при заключении договоров с генерирующими компаниями на поставку мощности, при разработке планов модернизации их энергетической инфраструктуры.
Повышение эффективности функционирования объектов электроэнергетики	– Разработка и реализация региональной политики энергоэффективности в соответствии с концепцией повышения энергоэффективности РФ, в том числе путем конкретизации целевых индикаторов энергоэффективности и их мониторинга, сравнения с лучшими отраслевыми показателями (бенчмаркинг); – проведение тарифной политики, стимулирующей сокращение потерь электрической и тепловой энергии в сетях, снижение удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования.
Обеспечение доступности энергоснабжения всем потребителям, включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные и изолированные районы	– Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения; – Развитие на территории Иркутской области рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии.
Сдерживание роста всех видов экологической нагрузки	– Разработка и реализация мер экологической политики, регламентирующих и регулирующих развитие электроэнергетики, обеспечивающих минимизацию воздействия энергетических объектов на окружающую среду и потенциальные угрозы.

Приоритеты эффективности использования электрической энергии и других видов энергоресурсов распространяются на все сферы производственного и бытового потребления, предполагают стимулы и возможности оптимизировать способы и качество энергоснабжения, включая:

- установление запретов на использование энергорасточительных технологий;
- стимулирование использования всеми потребителями экологических и энергоэффективных технологий и возобновляемых источников энергии;
- поддержка практики энергетического аудита;
- обеспечение прямой поддержки со стороны государства реализации инвестиционных проектов в энергетической сфере, предусматривающих внедрение энергосберегающих технологий нового поколения;
- развитие автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка;

- реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса;
- активизация всего потенциала организационного и технологического энергосбережения, составляющего до 40% общего объема внутреннего энергопотребления;
- активизация организационного и технологического потенциала энергосбережения.

Меньшая электроемкость ВРП будет содействовать повышению эффективности экономики Иркутской области за счет получения большего полезного эффекта при использовании того же количества электрической энергии.

3.2. Прогнозы потребления электрической энергии и мощности

Целью настоящего раздела является прогнозная оценка роста электрических нагрузок подстанций энергосистемы Иркутской области на период до 2027 года.

Определение электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов, возникающих при проектировании развития энергосистемы Иркутской области. К их числу относятся: выбор значения и структуры генерирующих мощностей электростанций, напряжения и схемы электрической сети, основного электрооборудования, расчетов электрических режимов работы сети и др.

Расчет потребления по центрам питания соответствует требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 19.11.2019 №1196-ст. Прогноз спроса на электрическую мощность по центрам питания выполнен на основании следующей информации:

- данных контрольных замеров нагрузок и потокораспределния мощности;
- заключенных договоров технологического присоединения к электрическим сетям региональных электросетевых компаний.

При определении мероприятий учитывались материалов проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2027 гг.

3.2.1. Анализ договоров на технологическое присоединение потребителей

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок энергосистемы Иркутской области выполнена с учетом действующих технических условий на технологическое присоединение потребителей. В работе рассмотрены действующие технические условия на технологическое присоединение от всех субъектов электроэнергетики.

При анализе прогнозируемой мощности, присоединяемой по действующим техническим условиям на технологическое присоединение, учитывались коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей и ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

К концентрированным потребителям относятся крупные жилые комплексы, крупные комплексы на промышленной основе, тяговые подстанции электрифицированных железных дорог и др. К распределенной нагрузке относятся остальные промышленные предприятия и сельскохозяйственное производство и коммунально-бытовая нагрузка. Граничная минимальная нагрузка для отнесения к концентрированному потребителю принимается такой, чтобы в группу распределенной нагрузки не попали потребители, существенно влияющие на суммарную нагрузку

подстанции. В Иркутской области к концентрированным могут быть отнесены потребители с нагрузкой 0,67 МВт и более.

Придерживаясь этого принципа, в Иркутской области можно выделить следующих потребителей, которые составляют группу концентрированных нагрузок с электрическими нагрузками, указанными в действующих технических условиях на технологическое присоединение (таблица 1.2.1.1).

Таблица 1.2.1.1. Перечень крупных (мощностью 1 МВт и выше) договоров на присоединение к электрической сети Иркутской области в период до 2027 года.

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
АО «АНХК»									
1	АО «АЗКиОС»	производство риформинга и изомеризации, г.Ангарск, Первый пром.массив, кв-л 44	3972,3	ТЭЦ-9	2022	286-18/23кт-18	12.02.2018	12.02.2018 / до 12.02.2023	0,7
2	ИП Кочетков Алексей Юрьевич	об.554, г.Ангарск, Первый пром. массив, кв-л 17, стр.12/1	2500	ПС 110 кВ УП-10	2022	1420-19	10.12.2019	10.12.2019 / до 10.12.2024	0,7
3	ООО «Альфа Констракшн»	об.956, Иркутская область, г. Ангарск, Второй промышленный массив, квартал 1, строение 6	1700	ПС 110 кВ УП-8	2022	981-20	19.08.2020	19.08.2020 / до 19.08.2025	0,7
АО «Витимэнерго»									
4	ООО «А/С «Иркутская»	Горный уч. «Ананграа» Бодайбинский р-он, в 40 км. от п. Артемовский	2050	ПС 110 кВ Ананграа	2022	ПП-211-19	17.06.2019	17.06.2019 / до 17.06.2024	0,8
5	АО «Аэропорт Бодайбо»	Аэропорт г. Бодайбо, ул. Первомайская, дом 5.	1000	ПС 110 кВ Бодайбинская	2022	ЮЛ-465-20	18.11.2021	18.11.2021 / до 18.11.2026	0,4
6	ООО «СЛ Золото»	Две ВЛ 6кВ с КТП для эл. сн. Поселка. Бодайбинский р-он, в 14,5км северо-	7600	ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	ПП-219-19	05.02.2020	27.11.2019 / до 19.06.2024	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		западнее от п. Кропоткин							
7	ООО «Друза»	ГОК Невский. Бодайбинский р-он, в 8 км северо-западнее от п. Кропоткин	8402	ПС 110 кВ Невский	2023	ПП-221-19	21.08.2019	29.04.2019 / до 29.04.2024	0,8
8	ПАО «Высочайший»	ГОК Высочайший. Бодайбинский р-он, 40 км севернее п. Кропоткин	10000	РП 110 кВ Полюс	2022	ПП-222-19	20.12.2019	29.04.2019 / до 29.04.2024	0,8
9	ООО «Красный»	ГОК «Красный». Бодайбинский р-он, Бодайбинское участковое лесничество, Артемовская дача, квартал № 159, номер учетной записи в государственном лесном реестре 000072-2016-03.	15000	ПС 110 кВ Красный	2022	ПП-197-17	04.06.2020	29.04.2020 / до 27.02.2025	0,8
10	АО «Полюс Вернинское»	ЗРУ 6 кВ ГОК Вернинский, Бодайбинский р-он, Артемовские дачи кВ. № 133, 145, 147.	27900	ПС 110 кВ Вернинская	2022	ПП-228-20	12.03.2020	31.01.2020 / до 12.03.2024	0,8
11	ПАО «Высочайший»	ГОК «Светловский», Бодайбинское лесничество, кад. 38:22:030003:883	20000	ПС 110 кВ ГОК Светловский	2024	ПП-274-21	21.05.2021	21.05.2021 / до 21.05.2025	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»									
12	ООО «Иркутский Завод Полимеров»	Иркутская область, г.Усть-Кут, участок находится ориентировочно в 450 м по направлению на юго-восток от ориентира - ул.Маркова 28б	4900	ПС 220 кВ Лена (Т-3, Т-4)	2022	УКЭС-20/ЮЛ-62	25.01.2021	25.01.2021 / до 25.01.2026	0,7
13	АО «Особая Экономическая Зона «Иркутск»	Иркутская область, г. Байкальск, Предгорный район, ул. Красный ключ, кад.уч., 38:25:041004:231, (в том числе КЛ и ТП (23 шт) на кад.уч. 38:25:000000:139, 38:25:000000:1555, 38:25:041004:276, 38:25:000000:906, 38:25:000000:1554, 38:25:000000:1552, 38:25:000000:1001, 38:25:041004:146, 38:25:000000:1559, 38:25:020106:855, 38:25:041004:389, 38:25:041004:162).	15700	ПС 220 кВ БЦБК	2022	ИЭС-21/ЮЛ-123	09.06.2021	09.06.2021 / до 09.06.2026	0,3
14	АО «Особая Экономическая Зона «Иркутск»	Иркутская область, г. Байкальск, Прибрежный район,	4300	ПС 220 кВ БЦБК	2022	ИЭС-21/ЮЛ-122	09.06.2021	09.06.2021 / до 09.06.2026	0,3

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		ул. Гагарина, кадастровый участок, 38:25:020102:4417 (в том числе КЛ и ТП (7шт) на кад. уч. 38:25:020102:4518, 38:25:020102:4518, 38:25:020102:355, 38:25:020102:4517, 38:25:020102:320, 38:25:020102:4537, 38:25:020102:325, 38:25:020102:18							
15**	АО «Братская электросетевая компания»	Иркутская область, Усть-Кутский район, р.п Янталь, в районе ул.Нагорная 8 в 140 м на северо-восток от ориентира	2485	ПС 220 кВ Лена (Т-3, Т-4)	2022	УКЭС-21/ЮЛ-111	08.09.2021	08.09.2021 / до 08.09.2026	
16	ООО ТК «Саянский»	Иркутская область, муниципальное образоваие «город Саянск», г. Саянск, автодорога Подгорная, №5	1004	ПС 110 кВ Ока	2022	СЭС-21/ЮЛ-254	18.11.2021	18.11.2021 / до 18.11.2026	0,4
ОАО «РЖД»									
17**	АО «Братская электросетевая компания	Иркутская область, Ангарский район, п. Мегет	13500	ПС 110 кВ Мегет	2024	12307-07-19/В-Сиб	23.09.2019	23.09.2019 / до 23.09.2024	
18**	ОАО «Иркутская электросетевая компания»,	Иркутская область, Усольский район	1640	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское	2022	28624-04-21/В-Сиб	29.06.2021	29.06.2021 / до 29.06.2026	

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
19	ООО Андреевский Леспромхоз	Иркутская область, Нижнеилимский район, р.п. Видим, Южное направление,	1000	ПС 110 кВ Видим	2023	35825-08-21/В-Сиб	30.08.2021	30.08.2021 / до 30.08.2026	0,9
20**	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Иркутская область, Усть-Кутский район,	2000	ПС 220 кВ Якурим	2023	38246-11-21/В-Сиб	10.12.2021	10.12.2021 / до 10.12.2026	
ПАО «ФСК ЕЭС»									
21**	АО «Витимэнерго»	ГОК Светловский	20000	ПС 110 кВ ГОК Светловский	2024	2/21-ТП-М2	19.03.2021	19.03.2021 / до 18.12.2025	
22	ООО «Полюс Сухой Лог»	ПС 220/35 кВ Витим 3х125 МВА, ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Витим I, II цепь	229000	ПС 220 кВ Витим	2023-2027	32/19-ТП-М2	17.12.2019	17.12.2019 / до 16.12.2023	0,8
23	ПАО «Газпром»	Ковыткинское ГМК 20 агрегатов 66,5 МВТ 2 тр-ра 220 кВ 126 МВА, 6 тр-ов 110 кВ 132 МВА	41600 14900	ПС 220 Ковыкта (ПС 500 кВ Усть-Кут)	2023 2024	н/д	н/д	н/д	0,9
24	АО «Тонода»	ПС 220 кВ Чертово Корыто	4500 27500	ПС 220 кВ Чертово Корыто (ПС 500 кВ Усть-Кут)	2024 2025	н/д	н/д	н/д	0,8
25	ООО «ИНК»	ПС 220 кВ ЗНХ с 2 тр-ми 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый, 16 генераторов мощностью 144 МВт.	65000	ПС 220 кВ Рассолы (ПС 500 кВ Усть-Кут)	2024	н/д	н/д	н/д / до 02.10.2023	0,8
26	ООО «ИНК»	ПС 220 кВ Полимер с двумя ВЛ 220 кВ	0,1 29999,9	ПС 220 кВ Полимер (ПС 500 кВ Усть-Кут)	АВТУ от 25.11.2020	12/18-ТП-М2	05.04.2018	н/д / до 30.01.2023	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		от ПС Усть-Кут	50000 70000		АВТУ от 14.12.2020 АВТУ от 22.09.2021 2023				
27**	ОАО «ИЭСК»	1 этап: - ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная; - ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим №1 2 этап - ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим №2	22950	ПС 500 кВ Усть-Кут	2023	50/16-ТП-М2	16.03.2017	н/д / до 30.12.2016	
АО «БЭСК»									
28	ДеКом ООО,	Братск, пр.база	1600	ПС 110 кВ Промбаза	2023	63/1	21.05.2021	29.01.2021 / до 29.01.2026	0,7
29	Компания Попофф ООО	Братск, Строитель проезд, 52, пр. база	1000	ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС)	2023	1042/1	12.11.2021	09.09.2021 / до 12.11.2026	0,7
30	Байкал ООО	Вихоревка, Доковская, 20	4900	ПС 110 кВ Вихоревка	2024	09/1	25.01.2022	14.01.2022 / до 25.01.2027	0,7
31	ОРИОН ООО	Вихоревка, Доковская, 22	4900	ПС 110 кВ Вихоревка	2024	18/1	25.01.2022	14.01.2022 / до 25.01.2027	0,7
32	Пулковский СЗ АО	Иркутск, Пулковский пер., многокв. жилые дома	1905	ПС 220 кВ Левобережная	2023	1262/5	30.12.2021	13.10.2021 / до 30.12.2026	0,4
33	Строительные технологии ООО	Иркутск, Гравийная, 118, пр. база	4000	ПС 220 кВ Левобережная	2023	1516/5	16.12.2021	14.12.2021 / до 16.12.2021	0,7
34	ОГКУ «Единый заказчик Иркутско	Нижнеудинск, Заимка Муксут, микр. Восточный	4900	ПС 110 кВ Нижнеудинск	2023	1007/3	09.09.2021	01.09.2021 / до 09.09.2021	0,4
35	Зеньков С.В. ИП	Новочунка, Центральная, 1, пр.	2000	ПС 110 кВ Новочунка	2024	1500/3	12.01.2022	10.12.2021 / до 12.01.2027	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		база							
36	СПС ООО	Падун, Стройиндустрии пр., 58, пр. база	1000	ПС 220 кВ Падунская	2023	1103/2	04.10.2021	20.09.2021 / до 04.10.2026	0,7
37	Монолит ПГК	Энергетик, гаражи	1100	ПС 110 кВ КПД	2023	158/2	18.03.2021	01.03.2021 / до 18.03.2026	0,7
ОАО «ИЭСК»									
38	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Чудничный», «Небель», «Звездная», Иркутская область, Казачинско-Ленский район, вблизи разъезда Чудничный ВСЖД (транзит 220 кВ «Лена-Киренга»)	600 12150	ПС 220 кВ: Чудничный, Небель, Звездная	2022 2024	12/16-ИЭСК	22.12.2017	22.12.2017 / до 31.12.2024	0,7
39	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Видим», «Кежма», «Зяба», «Черная», «Коршуниха», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	5000 11150	ПС 110 кВ: Видим, Кежма, Зяба, Черная, Коршуниха	2022 2022	7/16-ИЭСК	19.12.2016	19.12.2016 / до 31.12.2021	0,7
40	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Чуна», «Чукша», «Огневка», «Турма», «Моргудон»,	19550	ПС 110 кВ: Чуна, Чукша, Огневка, Турма, Моргудон	2022	276/16-ЗЭС	31.01.2017	31.01.2017 / до 31.01.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		Иркутская область, Чунский район, станция Чуна							
41	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Улькан», «Кунерма», Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область, Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы	10200	ПС 220 кВ: Улькан, Кунерма	2022	116/16-СЭС	19.12.2016	19.12.2016 / до 31.12.2023	0,7
42	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Семигорск», «Хребтовая», «Ручей», «Усть-Кут», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	12750	ПС 110 кВ: Семигорск, Хребтовая, Ручей, Усть-Кут	2022	3/16-ИЭСК	31.01.2017	31.01.2017 / до 31.12.2022	0,7
43	ДНП «СОЮЗ»	Дачные дома (84 дома), Иркутская область, Иркутский район, Иркутской лесничество, Хомутовское участковое лесничество «Пригородная дача», квартал 140(выд.6,7,8,12,14)	1260	ПС 110 кВ Новая Лисиха	2022	6796/14-ВЭС	20.11.2014	20.11.2014 / до 10.03.2023	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
44	ЗАО «Гринфилд»	Сибирский электрометаллургический завод, Иркутская область, город Братск, П 23 99 00 00	90000	ПС 220 кВ СЭМЗ	2025	2/16-ИЭСК	28.09.2016	28.09.2016 / до 31.12.2025	0,8
45	ОАО ФСК «Новый город»	Комплексное освоение застраиваемой территории жилого комплекса с административно-бытовыми зданиями, социальными объектами, объектами инженерной инфраструктуры и иные объекты, Иркутская область, Иркутский район, в районе населенного пункта д. Малая Еланка	1330 3670	ПС 220 кВ Малая Елань	АВТУ от 17.03.20202026	1/14-ИЭСК	04.09.2014 ИТУ от 29.10.2021	29.10.2021 / до 31.12.2028	0,2
46	ООО «РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод» в лице ООО «Инженерно-Строительная Компания»	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода, Иркутская область, Тайшетский район	390000 360000 690000	ПС 500 кВ Озерная	АВТУ от 03.12.2021 АВТУ от 22.03.2022 2023	3/17-ИЭСК	03.10.2017	03.10.2017 / до 31.12.2021	0,9

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
47	ОАО «Российские желзные дороги»	тяговая подстанция 220 кВ «Слюдянка», Иркутская область, Слюдянский район, станция Култук	35777 4620	ПС 220 кВ Слюдянка	2022 2024	2/17-ИЭСК	30.05.2017	30.05.2017 / до 31.12.2021	0,7
48	ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	ГПП-110/6, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Новаторов, дом 3	28800	ПС 220 кВ Ново-Ленино	2022	6/14-ИЭСК	04.05.2015	04.05.2015 / до 31.12.2022	0,7
49	ООО «АкваСиб»	Завод по производству питьевой бутилированной воды, Иркутская область, Слюдянский район, рабочий поселок Култук, в прибрежной зоне озера Байкал	4900	ПС 220 кВ БЦБК	2022	2325/15-ЮЭС	05.08.2015	05.08.2015 / до 06.08.2022	0,7
50**	АО «Братская электросетевая компания»	жилые дома, Иркутская область, г.Ангарск, м-он 22, м-он 18	2000	ПС 110 кВ Прибрежная	2022	132/17-ЦЭС	10.03.2017	10.03.2017 / до 31.12.2022	
51**	Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Облкомунэнерго»	ВЛ-35 кВ, Иркутская область,, г. Ангарск, микрорайон Китой, ул. Аптечная	4200	ПС 110 кВ Цемзавод	2024	536/17-ЦЭС	17.08.2017	17.08.2017 / до 31.12.2024	

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
52	ООО «Основа»	объект торгового назначения, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Мира	1600	ПС 220 кВ Левобережная	2022	757/17-ЮЭС	13.04.2017	13.04.2017 / до 31.12.2022	0,4
53	АО «Агентство развития памятников Иркутска»	объект культурного наследия регионального значения «Бани Курбатова и Русанова», Иркутская область, г. Иркутск, Кировский район, ул. Николая Гаврилова, 2	1000	ПС 110 кВ Кировская	2022	2613/17-ЮЭС	07.12.2017	07.12.2017 / до 13.10.2022	0,3
54	ООО «ЛенинГрад»	многоквартирные многоэтажные жилые дома по ул. Томсона Ленинского района г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Розы Люксембург	3268,5	ПС 220 кВ Бытовая	2022	2819/17-ЮЭС	17.10.2017	17.10.2017 / до 31.12.2022	0,2
55	ООО «БАЙКО»	завод по розливу воды, Иркутская область, Слюдянский район, р.п. Култук, в прибрежной зоне оз. Байкал	2200	ПС 220 кВ Слюдянка	2022	3295/17-ЮЭС	05.12.2017	05.12.2017 / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
56	Ткачук Надежда Викторовна	Нежилое здание, г. Ангарск, м/н Старица	2000	ПС 110 кВ Прибрежная	2023	237/14-ЦЭС	18.01.2014	18.01.2014 / до 31.12.2023	0,4
57	ООО «Монолитстрой-Иркутск»	жилой комплекс с подземной автостоянкой и административно - офисными помещениями, Иркутская область, г. Иркутск, Куйбышевский район, ул. Петрова, 18	1580	ПС 110 кВ Кировская	2022	3299/17-ЮЭС	05.12.2017	05.12.2017 / до 09.02.2023	0,2
58	Общество с ограниченной ответственность ю «Прибайкалье»	жилой дом, Иркутская обл., г. Иркутск, р-н Кировский, ул. Цесовская Набережная, 8	4779	ПС 110 кВ Кировская	2022	1782/19-ЮЭС	10.09.2019	10.07.2019 / до 31.12.2022	0,4
59	ООО «Иркутск Девелопмент»	Жилой комплекс 2 очередь, г.Иркутск, ул. Сурикова 23/1	4500	ПС 110 кВ Кировская	2022	1978/20-ЮЭС	20.07.2020	21.08.2020 / до 21.08.2025	0,4
	Общество с ограниченной ответственность ю "Иркутск Девелопмент"	жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Сурикова 23	3321	ПС 110 кВ Кировская	2022	888/19-ЮЭС	21.06.2019	19.04.2019 / до 30.09.2022	0,4
60	Общество с ограниченной ответственность ю .Специализирова	многоквартирные дома с автостоянками в границах улиц Сурикова, Марата,	1250	ПС 110 кВ Кировская	2022	3072/21-ЮЭС	03.12.2021	03.12.2021 / до 03.12.2023	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	нный застройщик "Мечта"	Цесовская набережная в Правобережном округе г. Иркутска, Иркутская область, город Иркутск, улица Сурикова							
61	Управление делами Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области	административное здание, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Ленина, 1-а	1014	ПС 110 кВ Кировская	2022	1841/20-ЮЭС	21.11.2020	25.12.2020 / до 25.12.2022	0,2
62	ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	центр обработки данных, Иркутская область, Братский район, пос. Турма, на территории существующей ПС 500 кВ БПП,	70000 40000	Братский ПП 500 кВ	2022 2023	5/18-ИЭСК	19.06.2019	19.06.2019 / до 03.09.2023	0,7
63	ООО «Байкальская энергетическая компания»	КЛ 10 кВ с ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения центр обработки данных, Иркутская область, город Иркутск, улица Ярославского, 211-а	10000	ПС 220 кВ Бытовая	2022	6/18-ИЭСК	26.02.2019	26.02.2019 / до 25.05.2023	0,7
64	ОАО «РЖД»	ТПС 110 кВ Мегет (ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭУ-10-	9106	ПС 110 кВ Мегет	2022	9/18-ИЭСК	16.05.2019	16.05.2019 / до 21.05.2023	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		Мегет с отпайками; ВЛ 110 кВ Ново-Ленино-Мегет с отпайкой на ПС Западная), Иркутская область, Ново-Ленино-Мегет с отпайкой на ПС Западная) входящей в состав Сооружение-комплекс (производственно-технологический комплекс №55), Ангарский район, ст. Мегет							
65	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/10 кВ ТЗС, Иркутская область, г. Тулун, ул. Совхозная, 24г	19500	ПС 500 кВ Тулун	2023	13/18-ИЭСК	11.03.2019	11.03.2019 / до 30.01.2024	0,7
66	Кондрашов Владимир Иванович	производственно-складская база, Иркутская область, в Куйбышевском районе г. Иркутска по ул. Карпинская, 85	1000	ПС 220 кВ Восточная	2022	316/18-ЮЭС	09.02.2018	09.02.2018 / до 31.12.2021	0,4
67	Общество с ограниченной ответсвенностью «Ангара-	деревообрабатывающий цех с мастерскими, Иркутская область,	2000	ПС 220 кВ Левобережная	2022	389/18-ЮЭС	19.02.2018	19.02.2018 / до 31.12.2021	0,9

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	ТимберЛайн»	г. Иркутск, тер. Энергопоезд, 1							
68	ООО «РосСибТрейд»	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Аргунова, д. 129	3175	ПС 110 кВ Пивзавод	2022	714/18-ЮЭС	02.03.2018	13.04.2018 / до 12.04.2023	0,4
69	ООО «Ресурс»	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, в Ленинском районе, ул. Трактовая, 18 Б	1000	ПС 220 кВ Левобережная	2022	1114/18-ЮЭС	04.04.2018	04.04.2018 / до 31.12.2022	0,4
70	АО «РУСАТОМ ХЭЛСКЕА»	Объект здравоохранения - Здание радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра в г. Иркутске, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Фрунзе, 32	3210	ПС 220 кВ Правобережная	2022	3937/18-ЮЭС	15.10.2018	15.10.2018 / до 31.12.2022	0,3
71	ООО «АктивЭнерго»	сооружения электроэнергетики (ТП № 4648 и кабельные линии), Иркутская область, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 1	1658	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	2022	4510/18-ЮЭС	04.12.2018	04.12.2018 / до 31.12.2022	0,4
72	ОАО «Саянскхимпласт»	ПС 110/10/10 кВ ГПП-3, Иркутская область, город	36800	ПС 110 кВ ГПП-3	2026	1/19-ИЭСК	31.07.2019	31.07.2019 / до 05.02.2024	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		Саянск, Промплощадка							
73	Закрытое АО «Сибирский Электро-Металлургический Завод»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/6 кВ для промышленного комплекса, Иркутская область, г. Братск, П 26 21 00 00	25000	ПС 110 кВ Индустриальная	2024	3/19-ИЭСК	18.06.2019	18.06.2019 / до 31.12.2023	0,7
74	ООО ТК «Саянский»	понизительная подстанция ПС-110/10 кВ; РУ 10 кВ в ТП14-2*1250 кВА-10/0,4 кВ., Иркутская область, Муниципальное образование «город Саянск», г. Саянск, автодорога Подгорная, № 5	22891	ПС 110 кВ Тепличная	2023	5/19-ИЭСК	24.12.2019	24.12.2019 / до 29.11.2024	0,7
75**	АО «Братская электросетевая компания»	ПС 35 кВ «Порожская», Иркутская область, г. Братск. ж/р. Порожский, ул. Морская, 50	1891	ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС)	2023	325/19-СЭС	30.10.2019	16.12.2019 / до 14.12.2024	
76	Ковальчук Петр Иванович	группа многоквартирных жилых домов, Иркутская область, Иркутский район, п. Молодежный; 38:06:140701:2000	1500	ПС 110 кВ Молодежная	2022	439/19-ВЭС	05.03.2019	05.03.2019 / до 31.12.2022	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
77	ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	ВЛ-110 кВ и ПС 110 кВ, Иркутская область, г. Усолье-Сибирское, ул. Дзнржинского, 1	20000	ПС 110 кВ Цемзавод	2024	744/19-ЦЭС	30.01.2020	30.01.2020 / до 27.12.2024	0,7
78	Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение Шелеховского района «Шелеховский лицей»	школа, Иркутская обл., Шелеховский район, с. Баклаши, ул. Ангарская, д. 104	1850	ПС 220 кВ Светлая	2023	1015/19-ЮЭС	09.04.2019	09.04.2019 / до 31.12.2021	0,2
79	Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	ЛЭП 110 кВ с ГПП 110/10 кВ для электроснабжения: «Комплекса зданий и сооружений Министерства обороны РФ (шифры объектов 777/155-6Т, 752)», Иркутская область, г. Иркутск, мкр. Зеленый, Куйбышевский район	8255,3	ПС 110 кВ ГПП	2023	1430/19-ЮЭС	13.05.2019	13.05.2019 / до 17.07.2023	0,7
80	ОАО «РЖД»	Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП) Блок № 5, Иркутская	1350	ПС 110 кВ Глазково	2022	2399/19-ЮЭС	15.07.2019	15.07.2019 / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		область, г. Иркутск, ул. Маяковского, 23, 25, 25А							
81	ОАО «РЖД»	ТП Головная, входящая в состав «Сооружение-комплекс (производственно-технологический комплекс № 56) Мысовской дистанции электроснабжения ВСЖД - филиала ОАО «РЖД», Иркутская область, Слюдянский район, г. Слюдянка	0	ПС 220 кВ Слюдянка	2022	2697/19-ЮЭС	06.08.2019	06.08.2019 / до 31.12.2022	0,7
82**	Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго»	ВЛ-35 кВ «Город» от ПС «Лена», Иркутская область, г. Усть-Кут	4900	ПС 220 кВ Лена (Т-3, Т-4)	2022	75/20-СЭС	19.05.2020	19.05.2020 / до 31.12.2022	
83	АО «Саянскхимпласт»	ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ	3000	Ново-Зиминская ТЭЦ	2022	113/20-ЗЭС	08.04.2020	08.04.2020 / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		- ГПП-1 «Желтая»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ - ГПП-2 «Зеленая»); ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ГПП-1 Ново-Зиминская цепь «Красная»); ПС 110/10/6 ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ГПП-2 Ново-Зиминская цепь «Синяя»), Иркутская область, г. Саянск, территория Промышленный узел, промплощадка							
84	ООО «СПЕЦКАМЕНЬ СИБИРИ»	разведка и добыча долеритов на участке недр местного назначения «Казакова-3», Иркутская область, Тулунский район, в 1,65 км. юго-западнее от с. Казакова	1000	ПС 110 кВ Нюра	2022	136/20-ЭЭС	29.04.2020	29.04.2020 / до 31.12.2021	0,8
85	ООО «Русфорест Магистральный»	Двухтрансформаторной подстанции 2*6300 кВА 35/10, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, п.	4500	ПС 220 кВ Киренга	2022	191/20-СЭС	13.08.2020	13.08.2020 / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		Магистральный, ул. Заводская, уч. 2							
86	ОАО «РЖД»	ПС 110 кВ Половина, Иркутская область, Черемховский район, ст. Половина	1740	ПС 110 кВ Белореченская	2024	303/20-ЦЭС	13.07.2020	13.07.2020 / до 31.12.2024	0,4
87	АО «Ленгазспецстрой»	трубосварочная база, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, п. Небель, ул. Первопроходцев, участок 2	1640	ПС 220 кВ Киренга	2022	395/20-СЭС	03.12.2020	03.12.2020 / до 31.12.2022	0,7
88	Администрация Усть-Рубахинского муниципального образования - администрация сельского поселения	ТП 35/04 СПК «Берёзка», 665111, Иркутская обл., Нижнеудинский р-н, д.Рубахино, СПК «Берёзка»	1000	ПС 110 кВ Рубахино	2022	396/20-ЗЭС	17.09.2020	17.09.2020 / до 31.12.2021	0,2
89	Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации Иркутского районного муниципального образования	«Средняя общеобразовательная школа на 1550 учащихся в р.п. Марково Марковского муниципального образования (мкр. Березовый)», Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова, между	1200	ПС 110 кВ Изумрудная	2022	658/20-ЮЭС	04.03.2020	15.06.2020 / до 14.06.2025	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		мкр. Николов Посад и мкр. Березовый							
90	АО «Дорожная служба Иркутской области»	КТПН 6/0,4 для электроснабжения ПДСУ карьера «Ершовский», Иркутская область, Муниципальное образование «город Черемхово», г. Черемхово, в 2,2 км на юг от садоводства «Мичуринец», в 2,8 км на юго-запад по автодороге от ул. Ленина	1512	ПС 220 кВ Черемхово	2022	734/20-ЦЭС	12.11.2020	12.11.2020 / до 31.12.2021	0,7
91	ООО «СИБИРКСТРОЙ»	многофункциональный жилой комплекс с административными помещениями и подземной автостоянкой. Блок-секция 1, 2, 3., Иркутская область, г. Иркутск, Свердловский район, ул. Сеченова	1200	ПС 110 кВ Спутник	2022	1334/20-ЮЭС	29.05.2020	29.05.2020 / до 31.12.2022	0,2
92	ООО «СибСтрой»	Центр по обработке данных, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-ой Армии, 2/1	4700	ПС 110 кВ Кировская	2022	62/20-ЮЭС	17.01.2020	21.01.2020 / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
93	ООО «Прибрежный»	ИТ-серверная, Иркутская область, г. Иркутск, р. Кировский, ул.Цесовская Набережная	3900	ПС 110 кВ Кировская	2022	178/20-ЮЭС	21.01.2020	21.01. 2020 / до 31.12.2022	0,7
94	Управление делами Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области	административное здание, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Ленина, 1-а	1014	ПС 110 кВ Цесовская	2022	1841/20-ЮЭС	09.07.2020	25.12.2020 / до 25.12.2022	0,2
95	ООО «Иркутск Девелопмент»	жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, Кировский район, ул. Сурикова, 23	4500	ПС 110 кВ Цесовская	2022	1978/20-ЮЭС	20.07.2020	20.07.2020 / до 31.12.2022	0,4
96	Винокуров Андрей Владимирович	объект незавершенного строительства, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Советская, д. 115/1	1315,9	ПС 220 кВ Восточная	2022	2581/20-ЮЭС	24.08.2020	24.08.2020 / до 31.12.2022	0,4
97	ООО «Искусственный интеллект»	центр по обработке данных, Иркутская область, Иркутский район, 7 км. автодороги Иркутск-Малое Голоустное, территория ПС 110 кВ «Покровская»	4900	ПС 110 кВ Покровская	2022	2899-ОУ/20-ВЭС	15.09.2020	15.09.2020 / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
98	Капицына Любовь Александровна	ВРУ Жилого дома, Иркутская область, Боханский район, с. Тихоновка, ул. Подстанция, д. 5	2000	ПС 110 кВ Тихоновка	2022	3666/20-ВЭС	19.10.2020	19.10.2020 / до 31.12.2021	0,2
99	Ши Шучжень	майнинговая ферма, Иркутская область, Иркутский район, поле «Репное», юго-западнее с. Столбово (пашня)	4000	ПС 220 кВ Столбово	2022	3762/20-ВЭС	22.10.2020	22.10.2020 / до 31.12.2021	0,9
100	Комитет городского обустройства администрации г. Иркутска	энергопринимающие устройства и иное оборудование (или их комплекс) (Иркутское Суворовское училище), Иркутская область, г. Иркутск, Октябрьский район, ул. Советская, 176	2073,59	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	2022	3791/20-ЮЭС	15.10.2020	15.10.2020 / до 31.12.2022	0,2
101	Индивидуальный предпринимател ь Петухова Ю.И.	Логистический многофункциональн ый центр, Иркутская область, г. Иркутск, в Куйбышевском районе, ул. Сурнова	2100	ПС 110 кВ Знаменская-2	2022	3796/20-ЮЭС	07.10.2020	07.10.2020 / до 31.12.2022	0,4
102	ООО «Финансово-Строительная компания «ДомСтрой»	группа жилых домов (3 очередь) и наружное освещение, Иркутская область,	1900	ПС 220 кВ Бытовая	2022	3812/20-ЮЭС	07.10.2020	07.10.2020 / до 31.12.2022	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		г. Иркутск (Ленинский район, мкр. Березовый)							
103	ООО «Снабжение»	производственная база, Иркутская область, Иркутский район	3370	ПС 110 кВ Карлук	2022	4337/20-ВЭС	10.12.2020	21.12.2022 / до 20.12.2025	0,7
104	ООО Специализированный застройщик «ДЕСС-Инвест»	»Многоквартирные дома с нежилыми помещениями и инженерными сетями в границах ул. Лызина и ул. Култукская Куйбышевского района г. Иркутска», Детский сад в границах ул. Лызина и ул. Култукская Куйбышевского района г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Култукская	1600	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	2022	4438/20-ЮЭС	19.11.2020	19.11.2020 / до 31.12.2021	0,2
105	ОАО «РЖД»	тяговая подстанция 220 кВ «Речушка», Иркутская область, Братский район, п. Речушка, на 436 км 7 ПК (справа) по ходу километров	22590	Братский ПП 500 кВ	2024	1/21-ИЭСК	21.04.2021	21.04.2021 / до 24.05.2026	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
106	Садоводческое некоммерческое товарищество «РОДНИК»	садоводческие участки, Иркутская область, Усть-Илимский район, Жеронское лесничество, Северный лесхоз, кварталы 14,15,16,20,21	1980	ПС 110 кВ Карапчанка	2022	109/21-СЭС	01.04.2021	01.04.2021 / до 31.12.2022	0,4
107	Семенов Андрей Иванович	земельный участок, Иркутская область, Нижнеудинский район,д.Верхний Хингуй, пер.Московский	1000	ПС 110 кВ Худоеланская	2022	172/21-ЗЭС	10.03.2021	10.03.2021 / до 31.12.2022	0,4
108**	АО «Братская электросетевая компания»	существующие ЛЭП-6кВ №№731, 734, 730, 738, 742, 735, 740, 739, 737, 736, 733, 732, 743 от ПС 35 кВ «Осиновка», г.Братск, ж.р.Осиновка	1144	ПС 110 кВ Гидростроитель	2022	186/21-СЭС	14.04.2021	14.04.2021 / до 31.12.2022	
109	АО «РГ-Восток»	РП-6 кВ, Иркутская область, г. Усолье-Сибирское, ул. Химическая, з/у 36	5700	ТЭЦ-11	2023	231/21-ЦЭС	02.04.2021	02.04.2021 / до 01.06.2026	0,7
110	ПАО «Газпром»	потребители линейной части МГ Сила-Сибири, в районе строительства	4300	Братский ПП 500 кВ	2024	270/21-СЭС	29.04.2021	29.04.2021 / до 31.12.2024	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		компрессорной станции КС-2К, на территории Иркутской области, Киренский район							
111**	Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго»	яч. №14 ЗРУ-6кВ, ПС «Лена», Иркутская область, р-н Усть-Кутский	2200	ПС 220 кВ Лена (Т-3, Т-4, Т-5)	2022	271/21-СЭС	30.04.2021	30.04.2021 / до 31.12.2022	
112	ПАО «Газпром»	Терминал отгрузки конденсата в пос. Окунайский, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, в районе пос. Окунайский	4900	ПС 220 кВ Киренга	2023	290/21-СЭС	29.06.2021	29.06.2021 / до 31.12.2023	0,8
113	ООО «Центр поддержки предпринимательства»	часть нежилого помещения, Иркутская область, г. Ангарск, 290 квартал, строение 1/2,номера на поэтажном плане: 1-13,1а,15-105,99а,107-122,	7000	ПС 110 кВ Промышленная	2023	290/21-ЦЭС	13.04.2021	13.04.2021 / до 21.05.2026	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		116-121 номера на поэтажном плане первого этажа, 12-39 на поэтажном плане 2-х этажной встройки							
114	ООО «АМП»	земельный участок, Иркутская область, Ангарский район,к северо-востоку от пересечения автодорог Новосибирск-Иркутск и микрорайон Юго-Восточный-падь Ключевая	3000	ПС 110 кВ Еловка	2023	333/21-ЦЭС	20.04.2021	20.04.2021 / до 31.12.2023	0,7
115	ООО «ПЛК»	ПС 35/10 кВ, Чунское районное МО, Чунское лесничество, эксплуатационные леса Червянское участковое лесничество, Джидживская дача, квартал 47, выделы 21, 23, 24, 25	1000	ПС 220 кВ Джижива	2022	333/21-СЭС	29.06.2021	29.06.2021 / до 31.12.2022	0,9
116	ООО «Управляющая компания индустриального технопарка	ячейки №№ 8,16, Российская Федерация, Иркутская область, муниципальное	9100	ПС 110 кВ ЗГО	2023	444/21-ЦЭС	10.08.2021	10.08.2021 / до 09.08.2026	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	«Усолье-Промтех»	образование «город Усолье-Сибирское», г. Усолье-Сибирское, ул. Дзержинского, з/у 1							
117	ООО «ДеКом»	РП-6 кВ ТЗБ, г. Братск, ж.р. Центральный, проезд Строитель, 60	2923,2	ПС 110 кВ Промбаза	2022	525/21-СЭС	22.09.2021	22.09.2021 / до 31.12.2022	0,9
118	ООО «ДеКом»	РП-6 кВ 659, г. Братск, ж.р. Центральный, проезд Строитель, 60	3525	Братский ПП 500 кВ	2022	526/21-СЭС	22.09.2021	22.09.2021 / до 31.12.2022	0,9
119	ООО «Энерго Поток»	Производственно-хозяйственная деятельность, Иркутская область, Тулунский район, территория разреза Мугунский, в 1605 м севернее с. Алгатуй	4000	ПС 110 кВ Алгатуй	2023	801/21-ЗЭС	03.11.2021	03.11.2021 / до 31.12.2023	0,7
120	Ши Шучжень	майнинговая ферма, Иркутская область, Иркутский район	4000	ПС 220 кВ Столбово	2022	844/21-ВЭС	09.03.2021	09.03.2021 / до 31.12.2022	0,7
121	ООО «Парк-Отель «Бурдугуз»	Парк-Отель «Бурдугуз», Иркутская область. Иркутский район, пос. Бурдугуз, ул. Лесная, 1	1900	ПС 110 кВ Сосновая	2022	867/21-ВЭС	10.03.2021	07.04.2021 / до 06.04.2026	0,3

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
122	ООО «ХАЙ ВУД»	нежилое здание, Иркутская область, г.Зима, участок Песчанка, к/н 38:35:010271:22	5000	ПС 110 кВ Зима	2024	877/21-ЗЭС	12.11.2021	12.11.2021 / до 31.12.2024	0,9
123**	Областное государственное унитарное энергетическое энергетическое предприятие «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей Облкоммунэнерго»	ПС 110/10 кВ «Еловка», Иркутская область, Ангарский район, п. Стеклянка	2500	ПС 110 кВ Еловка	2022	1011/21-ЦЭС	06.10.2021	06.10.2021 / до 31.12.2022	
124	ООО «Специализированный застройщик «Гранд-Строй»	группа многоквартирных жилых домов со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и автостоянками в Свердловском округе города Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск	2667,56	ПС 110 кВ Студенческая	2023	1172/21-ЮЭС	11.03.2021	11.03.2021 / до 31.12.2023	0,4
125	ООО «Екатеринодарский торговый	центр обработки данных, Иркутская область, Нукутский	4000	ПС 110 кВ Новонукутск	2022	1222/21-ЦЭС	11.11.2021	11.11.2021 / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	дом»	район, разрешенное использование «Для эксплуатации сооружения ПС-35/10 кВ «Новонукутск-35»							
126	АО Специализированный застройщик «АЗГИ»	строительная площадка многоквартирных жилых домов (б/с 14, 14.1), Иркутская область, в границах улиц Пискунова, Ширямова, Советская в Октябрьском округе г. Иркутска	1640	ПС 110 кВ Релейная	2022	1582/21-ЮЭС	29.03.2021	29.03.2021 / до 31.12.2022	0,4
127	ООО «Байкальский электромонтажный завод»	нежилое помещение, Иркутская область, Шелеховский район, Шелеховское городское поселение, город Шелехов, проспект Строителей и монтажников, дом 16а	2500	ПС 220 кВ Светлая	2023	1695/21-ЮЭС	01.04.2021	01.04.2021 / до 31.12.2023	0,9
128	Федеральное казенное управление заказчика капитального строительства	ПС 110 кВ Звезда с ВЛ 110 кВ, Иркутская область, Иркутский район	9000	ПС 220 кВ Правобережная, ТЭЦ-10	2023	2032/21-ВЭС	30.01.2019	30.01.2019 / до 07.12.2023	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	министерства обороны Российской Федерации» (ФКП «УЗКС МО «РФ»)								
129	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	цех по подработке семян масличных культур, Иркутская область, г. Иркутск, Свердловский район, ул. Доржи Банзарова, 1	1150	ПС 110 кВ Мельниково (Т-1, Т-2)	2022	2137/21-ЮЭС	20.04.2021	20.04.2021 / до 30.05.2026	0,9
130	Халмактанов Константин Викторович	недвижимые объекты в составе Дата-центра (специализированное здание для размещения серверного и сетевого оборудования и подключения абонентов к каналам сети Интернет), Иркутская область, Баяндаевский район, с. Баяндай, ул. Белобородова, 2	4990	ПС 110 кВ Баяндай	2022	2143/21-ВЭС	12.05.2021	12.05.2021 / до 31.12.2022	0,7
131**	Областное государственное унитарное энергетическое	ПС 35 кВ Байкальск (взамен существующей ПС 35 кВ ГПП-1),	300 5700 14000	ПС 220 кВ БЦБК	2022 2022 2024	2264/21-ЮЭС	16.06.2021	16.06.2021 / до 18.05.2026	

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	предприятие «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго»	Иркутская область, Слюдянский район, г.Байкальск, мкр-н Южный, квартал 4, д.23							
132	Индивидуальный предпринимательВойстрик Тимофей Валерьевич	центр обработки данных (ЦОД), Иркутская область, Иркутский район, поле северо-восточнее с. Урик, северо-западнее д. Грановщина	4900	ПС 220 кВ Столбово	2022	2288/21-ВЭС	19.05.2021	19.05.2021 / до 31.12.2022	0,7
133	Федотов Виктор Викторович	138 земельных участков для индивидуального жилищного строительства, Иркутская область, Иркутский район	2070	ПС 110 кВ Покровская	2023	2481/21-ВЭС	27.05.2021	27.05.2021 / до 31.12.2023	0,4
134	ОАО «РЖД»	»Реконструкция вокзального комплекса Иркутск-Пассажирский», Иркутская область, г. Иркутск, в районе здания по ул. Челнокова, д. 3Б	1000	ПС 110 кВ Глазково	2023	2926/21-ЮЭС	21.05.2021	21.05.2021 / до 31.12.2023	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
135	ООО Специализированный застройщик «Мечта»	многоквартирные дома с автостоянками в границах улиц Сурикова, Марата, Цесовская набережная в Правобережном округе г. Иркутска, Иркутская область, город Иркутск, улица Сурикова	1250	ПС 110 кВ Цесовская	2023	3072/21-ЮЭС	25.05.2021	25.05.2021 / до 31.12.2023	0,4
136	АО «Управление капитального строительства города Иркутска»	группа жилых домов 6-го микрорайон Ново-Ленино. 2 очередь строительства, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, 6-й микрорайон Ново-Ленино	1325,8	ПС 220 кВ Бытовая	2022	3478/21-ЮЭС	09.06.2021	09.06.2021 / до 31.12.2022	0,4
137**	ООО «Прибайкальская электросетевая компания»	объекты электросетевого хозяйства, Иркутская область, Иркутский район, п. Молодежный	2000	ПС 110 кВ Березовая	2022	3768/21-ВЭС	19.07.2021	19.07.2021 / до 09.08.2026	
138	ООО «ТРЕЙД-СЕРВИС»	индивидуальные жилые дома, Российская Федерация, Иркутская область,	1000	ПС 110 кВ Новая Лисиха	2022	3779/21-ВЭС	20.07.2021	20.07.2021 / до 31.12.2022	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		Иркутский район, Ушаковское муниципальное образование, д. Новолисиха							
139**	Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Облкоммунэнерго»	сооружение электросетевого комплекса «Перевал» (литера Х по техническому паспорту), Иркутская область, г. Слюдянка	2800	ПС 220 кВ Слюдянка	2022	4203/21-ЮЭС	09.07.2021	09.07.2021 / до 31.12.2022	
140**	Областное государственное унитарное энергетическое предприятие «Облкоммунэнерго»	воздушная линия ВЛ 10 кВ «ПС Ершовская-Мельничная Падь» ячейка 7, Иркутская область, Иркутский район	2000	ПС 110 кВ Ерши	2022	4273/21-ЮЭС	14.07.2021	14.07.2021 / до 31.12.2022	
141	ООО «РТ-НЭО Иркутск»	складской комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, Куйбышевский район, ул. Ленская	5000	ПС 220 кВ Восточная	2023	4311/21-ЮЭС	16.07.2021	16.07.2021 / до 31.12.2023	0,7
142	ООО «Триал-К»	нежилые здания, склады, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Новаторов, д. 1	1000	ПС 220 кВ Левобережная	2023	4627/21-ЮЭС	28.07.2021	28.07.2021 / до 31.12.2023	0,4
143	Индивидуальный предпринимательМаксимов Юрий	производственная база, склад, Иркутская обл., г. Шелехов,	1000	ПС 110 кВ Луговая	2022	4650/21-ЮЭС	02.08.2021	16.08.2021 / до 15.08.2026	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	Николаевич	Култукский тракт, № 28							
144	Орлов Михаил Александрович	ЦОД, Иркутская область, Эхирит-Булагатский район, п.Усть-Ордынский, ул.Кудинская, 13-Г	4950	ПС 110 кВ Электрокотельная (Т-1)	2023	5069/21-ВЭС	11.08.2021	11.08.2021 / до 31.12.2023	0,7
145	ООО «Иркутский резиноперерабатывающий завод»	ООО «ИРЗ», Иркутская область, Иркутский район; 38:06:100922:2922	1000	ПС 110 кВ Карлук	2024	5385/21-ВЭС	08.10.2021	24.01.2022 / до 23.01.2027	0,7
146	ООО «Капитал»	объект незавершенного строительства, Иркутская область, г. Слюдянка, ул. Набережная, д. 12	5000	ПС 110 кВ Рудная	2023	5442/21-ЮЭС	30.08.2021	30.08.2021 / до 31.12.2023	0,4
147	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	оборудование для центра обработки данных, Иркутская область, г. Шелехов	4700	ПС 220 кВ Светлая	2023	5460/21-ЮЭС	30.08.2021	30.08.2021 / до 31.12.2023	0,7
148	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	Оборудование для центра обработки данных, Иркутская область, город Шелехов, проспект «Металлургов» № 3, с западной стороны тепличного хозяйства ООО «Фотон» Транс»	4700	ПС 220 кВ Светлая	2023	5461/21-ЮЭС	30.08.2021	30.08.2021 / до 31.12.2023	0,7
149	ООО	административно -	4950	ПС 220 кВ Светлая	2022	5603/21-	02.09.2021	02.09.2021 / до	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
	«ЛидерСтальБетон»	производственное здание, Иркутская обл., г. Шелехов, проспект Строителей и монтажников, дом 23				ЮЭС		31.12.2022	
150	ООО «Васт Юниверс»	центр обработки данных, Иркутская область, г. Шелехов, проспект Строителей и монтажников, 14	4900	ПС 220 кВ Светлая	2023	5723/21-ЮЭС	10.09.2021	10.09.2021 / до 31.12.2023	0,7
151	ООО «АРВИСТА»	майнинговый комплекс (центр обработки данных), Иркутская область, г. Иркутск, Куйбышевский район, ул. Ленская	20000	ПС 220 кВ Восточная	2023	5849/21-ЮЭС	22.11.2021	22.11.2021 / до 22.10.2026	0,7
152	Товарищество собственников недвижимости «Солнечный берег»	жилые дома (ТП № 5696), Иркутская область, Иркутский район, п. Новая Разводная, ул. Земляничная	1000	ПС 110 кВ Приморская	2022	5878/21-ЮЭС	13.09.2021	13.09.2021 / до 31.12.2022	0,4
153	Мейлихович Алексей Валерьевич	производственная база, Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова, 150 м севернее СХПК «Пригородный»	4630	ПС 110 кВ Пивзавод	2022	5886/21-ЮЭС	15.09.2021	14.10.2021 / до 13.10.2026	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
154	Орлов Михаил Александрович	ЦОД, Иркутская область, Эхирит-Булагатский район, п.Усть-Ордынский, ул.Кудинская, 13-В	4950	ПС 110 кВ Электрокотельная (Т-2)	2023	6337/21-ВЭС	22.09.2021	22.09.2021 / до 31.12.2023	0,7
155	ООО «Группа компаний Старатель»	нежилое здание цеха с туннельной камерой ЖБИ-1, Иркутская область, г. Шелехов, пр-кт. Строителей и монтажников, 15	5000	ПС 220 кВ Светлая	2023	6501/21-ЮЭС	05.10.2021	05.10.2021 / до 31.12.2023	0,7
156	ООО «Компромсервис»	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск (ст. Горка)	1000	ПС 220 кВ Бытовая	2022	6586/21-ЮЭС	01.10.2021	01.10.2021 / до 31.12.2022	0,4
157	Индивидуальный предпринимател ь Ничков Александр Николаевич	производственный комплекс, Иркутская область, Шелеховский район, Шелеховское городское поселение, город Шелехов, проспект Строителей и монтажников (16а)	4700	ПС 220 кВ Светлая	2023	6635/21-ЮЭС	08.10.2021	08.10.2021 / до 31.12.2023	0,4
158	ООО «БМК»	Компьютерный дата-центр, Иркутская область, г. Иркутск	5000	ПС 220 кВ Восточная	2022	6879/21-ЮЭС	18.10.2021	18.10.2021 / до 31.12.2022	0,7
159	ООО «Гефест»	компьютерный дата-центр, Иркутская область, г. Иркутск,	4000	ПС 110 кВ ИЗКСМ	2022	6900/21-ЮЭС	15.10.2021	15.10.2021 / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		пер. 1-й Советский, д. 1							
160	ООО «БМК»	центр обработки данных, Иркутская область, Иркутский район, в районе населенного пункта д. Малая Еланка	21000	ПС 220 кВ Малая Елань	2022	6951/21-ЮЭС	03.12.2021	03.12.2021 / до 26.11.2026	0,7
161	ООО «Савиновские магнезиты»	птицефабрика «Мельниковская», Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова	1000	ПС 110 кВ Пивзавод	2022	6959/21-ЮЭС	19.10.2021	02.11.2021 / до 01.11.2026	0,9
162	ООО «АЙТИ МАНИ»	Центр обработки данных, Иркутская область, Иркутский район, в районе населенного пункта д. Малая Еланка	15000	ПС 220 кВ Малая Елань	2022	7043/21-ЮЭС	03.12.2021	03.12.2021 / до 26.11.2026	0,7
163	ООО «Группа компаний Старатель»	производственная база (I этап: перевод нагрузки с яч. 20 ПС Луговая на ПС Светлая), Иркутская область, г. Шелехов, пр-кт Строителей и монтажников, № 15	5000	ПС 220 кВ Светлая	2023	7370/21-ЮЭС	01.11.2021	01.11.2021 / до 31.12.2023	0,7
164	ООО «Группа компаний Старатель»	производственная база (II этап: перевод нагрузки с яч. 20 ПС Луговая на ПС Светлая), Иркутская область,	2500	ПС 220 кВ Светлая	2023	7374/21-ЮЭС	01.11.2021	01.11.2021 / до 31.12.2023	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта	Присоед. мощ-ть, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата заключения договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэф. реализации (Кр)
		г. Шелехов, пр-кт Строителей и монтажников, № 15							
165	ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	ГПП-110/6, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Новаторов, дом 3	28800	ПС 220 кВ Ново-Ленино	2022	6/14-ИЭСК	31.12.2014	31.12.2014 / до 31.12.2022	0,7

* - год ввода приведен в соответсвии с информацией, предоставленной территориально-сетевыми организациями Иркутской области; окончательный срок ввода в работу определяется сроком выполнения мероприятий ТУ на ТП

** - Обозначение договора типа «сеть к сети»

3.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности Иркутской области на пятилетний период

Распределение электрической нагрузки между ПС энергосистемы Иркутской области соответствует прогнозной оценке суммарного собственного максимума энергосистемы.

В качестве основного прогноза потребления электроэнергии и мощности принят прогноз проекта СиПР ЕЭС 2022-2028 (таблица 1.2.2.1).

В прогнозе потребления на 2022-2027 гг. учтен прирост нагрузки объектов ОАО «РЖД», планируемый в целях исполнения Указа Президента РФ от 07.05.2018 № 204 об увеличении грузоперевозок по Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в полтора раза, до 180 млн. тонн, в соответствии с разработанной по заказу ОАО «РЖД» «Схемой внешнего электроснабжения направления Кузбасс – Дальний Восток на период до 2025 г.».

Таблица 1.2.2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период

Показатели	Ед. изм.	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электроэнергии	млрд кВт*ч	59,26	63,34	67,44	68,49	69,49	70,21	71,01
Годовые темпы прироста	%	5,85	6,89	6,48	1,55	1,47	1,04	1,14
Собственный максимум потребления	МВт	8915,90	9239,00	9882,00	10016,00	10094,00	10232,00	10245,00
Годовые темпы прироста	%	7,09	3,62	6,96	1,36	0,78	1,37	0,13

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2022-2027 годы составляют 3,09% и 2,37% соответственно.

В таблице 1.2.2.2 приведен прогноз потребления мощности и электроэнергии на период 2022-2027 гг. с разделением по энергорайонам Иркутской области.

Таблица 1.2.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период с разделением по энергорайонам

Энергорайон	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млрд кВт*ч						
Братский энергорайон	29,71	31,67	32,01	31,96	32,25	32,30
Усть-Илимский энергорайон	4,46	4,99	5,17	5,81	5,85	5,86
Иркутско-Черемховский энергорайон	23,12	23,97	24,27	24,24	24,42	24,47
Тулуно-Зиминский энергорайон	5,04	5,76	5,86	5,89	5,93	5,94
Бодайбинский энергорайон	1,01	1,04	1,17	1,59	1,76	2,44
Потребление электрической мощности, МВт						
Братский энергорайон	3673,00	3946,30	3986,40	4004,80	4021,40	4026,10
Усть-Илимский энергорайон	745,40	852,90	871,20	913,40	917,80	918,80
Иркутско-Черемховский энергорайон	3859,90	4004,40	4036,80	4020,60	4046,20	4052,00
Тулуно-Зиминский энергорайон	846,60	960,00	979,30	975,90	981,40	982,60
Бодайбинский энергорайон	114,10	118,40	142,30	179,30	265,30	265,40

Прогноз потребления электрической энергии (млрд кВт*ч) по энергорайонам показал, что наибольший прирост электропотребления на 2027 год наблюдается в

Братском энергорайоне и составляет 2,59 млрд кВт*ч. Наименьший прирост электропотребления на 2027 год наблюдается в Тулуно-Зиминском энергорайоне и составляет 0,9 млрд кВт*ч. Приросты электропотребления на 2027 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Бодайбинском энергорайонах составляют 1,4 млрд кВт*ч, 1,35 млрд кВт*ч, 1,43 млрд кВт*ч соответственно.

Прогноз потребления электрической мощности (МВт) по энергорайонам показал, что наибольший прирост на 2027 год наблюдается в Братском энергорайоне и составляет 353,1 МВт. Наименьший прирост на 2027 год наблюдается в Тулуно-Зиминском энергорайоне и составляет 136,0 МВт. Приросты мощности на 2027 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Бодайбинском энергорайонах составляют 173,4 МВт, 192,1 МВт, 151,3 МВт соответственно.

Рост нагрузки обусловлен подключением нагрузки следующих крупных потребителей: Братский энергорайон – ТАЗ, СЭМЗ, ЦОДы, РЖД; Бодайбинский энергорайон – АО «Тонода» (Чертово Корыто), ООО «СЛ Золото» (Сухой Лог), ООО «Красный», ПАО «Высочайший», ООО «Друза», АО «Полюс Вернискоe»; Усть-Илимский энергорайон – ООО «ИНК» (Рассолы, Полимер), ПАО «Газпром» (Ковыкта), РЖД; Иркутско-Черемховский энергорайон – ЦОДы, жилые комплексы, РЖД; Тулунско-Зиминский энргорайон – ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов», ООО ТК «Саянский», РЖД.

3.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области

В соответствии с Приложением №3 проекта СиПР ЕЭС 2022-2028 («Объемы и структура вводов генерирующих объектов и(или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022-2028 годы»):

ООО «Иркутская нефтяная компания» в 2023 году планирует подключение к ЕЭС России без выдачи мощности во внешнюю сеть 3 ГТЭС:

- Западная ГТЭС суммарная установленная мощность турбоагрегатов 72 МВт
- Центральная ГТЭС суммарная установленная мощность турбоагрегатов 72 МВт
- Ичёдинская ГТЭС суммарная установленная мощность турбоагрегатов 32,74 МВт

В соответствии с Приложением №4 проекта СиПР ЕЭС 2022-2028 («Объемы и структура модернизации объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2022-2028 годы»):

- в период с 2023 по 2024 годы запланирована модернизация гидроагрегатов 7 и 8 на Иркутской ГЭС с увеличением установленной мощности на каждом гидроагрегате на 22,9 МВт соответственно;

Данные об изменении установленных мощностей объектов генерации на территории Иркутской области представлены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1. Перечень новых энергоблоков, а также планы по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в Иркутской области до 2027 г.

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
1	Иркутская ГЭС	7	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»	2023	82,8	105,7*	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
2	Иркутская ГЭС	8	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»	2024	82,8	105,7*	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
3	Западная ГТЭС	1	ГТА УРАЛ - 6000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
4	Западная ГТЭС	2	ГТА УРАЛ - 6000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
5	Западная ГТЭС	3	ГТА УРАЛ - 6000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
6	Западная ГТЭС	4	ГТА УРАЛ - 6000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
7	Западная ГТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
8	Западная ГТЭС	7	САТУРН ГТА-6РМ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
9	Западная ГТЭС	9	МОТОР СИЧ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
10	Западная ГТЭС	10	МОТОР СИЧ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
11	Западная ГТЭС	11	ЭГЭС-12С	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
12	Западная ГТЭС	12	ЭГЭС-12С	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
13	Центральная ГТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
14	Центральная ГТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
15	Центральная ГТЭС	3	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
16	Центральная ГТЭС	4	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
17	Центральная ГТЭС	5	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
18	Центральная ГТЭС	6	ЭГЭС-12С - 12000	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	12	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
19	Ичёдинская ГТЭС	1	ПАЭС-2500	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	2,5	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
20	Ичёдинская ГТЭС	2	ПАЭС-2500	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	2,5	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
21	Ичёдинская ГТЭС	3	ПАЭС-2500	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	2,5	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
22	Ичёдинская ГТЭС	4	ПАЭС-2500	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	2,5	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
23	Ичёдинская ГТЭС	5	САТУРН ГТА-6РМ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
24	Ичёдинская ГТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	6	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
25	Ичёдинская ГТЭС	7	ГТЭА Taurus 60	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	5,37	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы
26	Ичёдинская ГТЭС	8	ГТЭА Taurus 60	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	5,37	Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы

* - установленная мощность генераторов Иркутской ГЭС включена в Проект СиПР ЕЭС 2022-2028 на основании предложений, направленных собственником в адрес системного оператора. После актуализации СВМ Иркутской ГЭС, мощность будет скорректирована

Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/ реконструкции которых запланировано в 2022 г. (в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2022-2028 гг.) приведены в Книге 1 (раздел 2.17).

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2022-2028 других изменений установленных мощностей, а также модернизации и перемаркировки генерирующего оборудования на территории Иркутской области не запланировано.

3.4. Анализ прогнозного баланса электрической энергии и мощности на пятилетний период

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Иркутской области приведена в таблицах 1.4.1-1.4.2.

Таблица 1.4.1. Баланс электроэнергии по территории Иркутской области на период 2021-2027 годов (млрд кВт*ч)

Годы	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электроэнергии	59,26	63,34	67,44	68,49	69,49	70,21	71,01
Выработка электроэнергии	65,04	63,92	64,01	64,64	64,83	64,88	64,94
Число часов использования максимума нагрузки, час	6646	6856	6825	6838	6884	6862	6931
Сальдо перетоков	-5,79	-0,58	3,43	3,85	4,67	5,33	6,07

Таблица 1.4.2. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Иркутской области за период 2021-2027 годов (МВт)

Годы	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум потребления мощности	8916	9239	9882	10016	10094	10232	10245
Установленная мощность, в т.ч.:	13065,8	13093,7	13293,3	13316,2	13316,2	13316,2	13316,2
ГЭС	9113,1	9136	9158,9	9181,8	9181,8	9181,8	9181,8
ТЭС	3952,7	3957,7	4134,4	4134,4	4134,4	4134,4	4134,4
Располагаемая мощность	11819,8	12649	12736,9	12759,8	12759,8	12759,8	12759,8
Избыток (+)/Дефицит (-)	2903,8	3410	2854,9	2743,8	2665,8	2527,8	2514,8

При принятой концепции развития региона баланс мощности в период 2022-2027 гг. будет складываться с убывающим профицитом, баланс электроэнергии в период 2022-2027 гг. с возрастающим дефицитом (рисунок 1.4.1 и 1.4.2), что связано с ежегодным увеличением потребления электроэнергии и мощности, а также увеличением установленной мощности на 255,1 МВт в целом по энергосистеме.

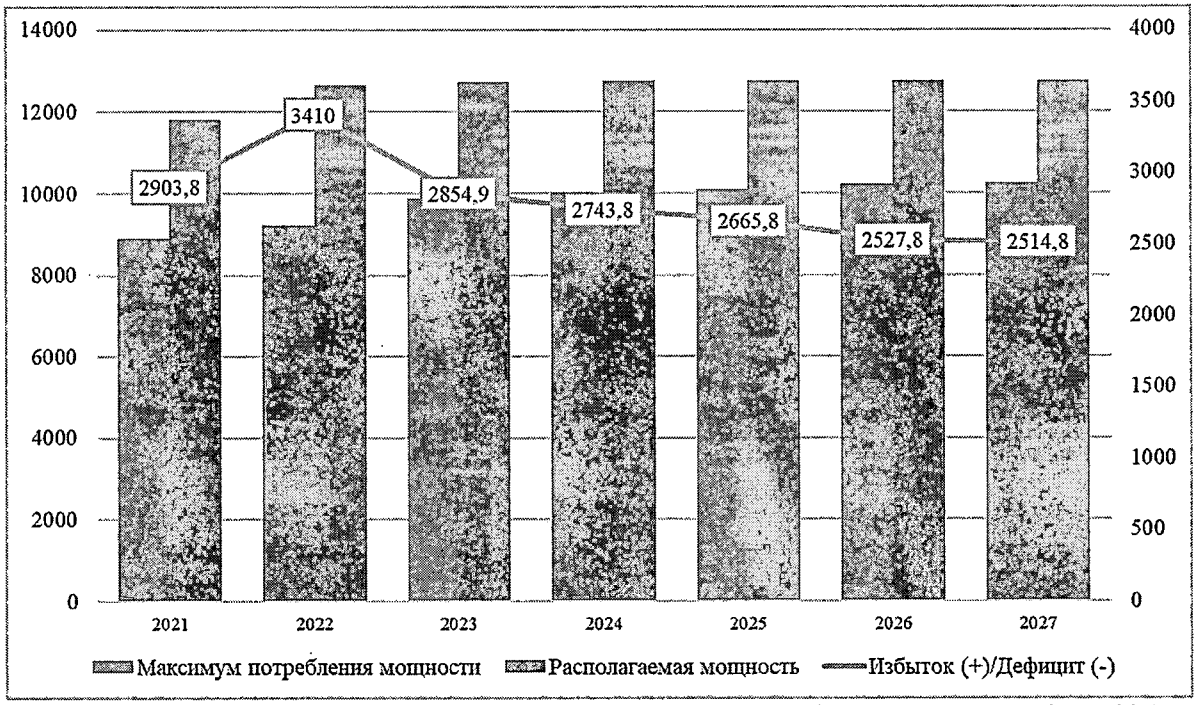


Рисунок 1.4.1. Баланс мощности по энергосистеме Иркутской области на период 2022-2027 гг. (МВт)

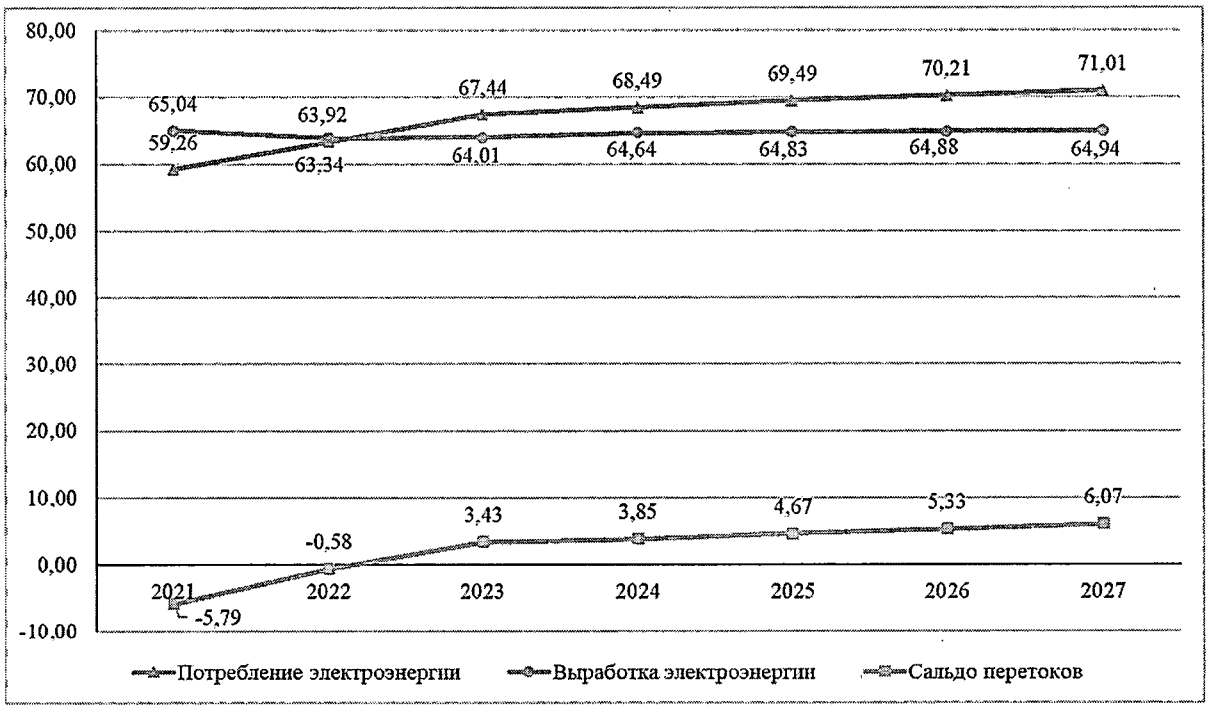


Рисунок 1.4.2. Баланс электроэнергии по энергосистеме Иркутской области на период 2022-2027 гг. (млрд кВт*ч)

3.5. Перспективное развитие электроэнергетики Иркутской области на период до 2027 года по информации от территориально-сетевых организаций

Формирование перечня электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Иркутской области в период 2023-2027 гг., проведено на основании предложений системного оператора, сетевых организаций по включению мероприятий (таблицы 1.5.1-1.5.2), а также на основании протокола заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов

внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр (таблица 1.5.3).

Таблица 1.5.1. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на период 2023-2027 гг.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Бодайбинская (3С) с заменой деревянных опор на металлические опоры и заменой провода без изменения сечения	2024	78 шт, 45 км	Реновация основных фондов
2	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Бодайбинская (L_2088_ВЭ) с приведением к типовой схеме и установкой выключателей (4 шт)	2023	-	Фактическая схема ОРУ 110кВ ПС Бодайбинская выполнена с линейными выключателями 110кВ, при этом любая неисправность с силовыми трансформаторами или на СШ вызывает погашение всей ПС 110кВ Бодайбинская, от которой, в том числе, запитаны объекты жизнеобеспечения города, социальные объекты, жилой сектор. В рамках реновации основных фондов выполняется перевод схемы РУ 110 кВ к типовой схеме.
3	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская I цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская, ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь от опоры №140 до ПС 110 кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические (Н_2071_ВЭ)	2025	-	Минимизация времени отключений, вызванных грозовыми перенапряжениями, и времени ремонта ВЛ.
4	Замена маслонаполненных вводов 110кВ на силовых трансформаторах 110/35/6кВ. (Т-2 ПС 110 кВ Вачинская, Т-2 ПС 110 кВ Мараканская)	2023	-	Исключение рисков отказа
ОАО «ИЭСК»				
5	Реконструкция Братский ПП 500 кВ заменой реакторов 500 кВ Р-1 и Р-2 по 180 Мвар каждый без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние. Раздел 5.3
6	Модернизация ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации без изменений номинальных параметоров - 6 шт.	2025	-	Исключение рисков отказа. Раздел 5.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
7	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы А, В и С) (без увеличения мощности)	2023	-	Раздел 5.3
8	Модернизация ПС 500 кВ Иркутская с заменой выключателей с недостаточной отключающей способностью: МВ-110 ШП-9Б, МВ-110 ШП-10Б, МВ-110 ШП-11Б, МВ-110 ШП-12Б (ЦЭС) МВ 220, МВ-110 МСВ-3/4, МВ-110 МСВ-1/3, МВ-110 МСВ-2/4, МВ-110 ШСВ-3	2023	-	Раздел 5.3
9	Модернизация ПС 500 кВ Иркутская (замена синхронных компенсаторов 10 кВ СК-7, СК-8, СК-10, СК-12, СК-14, СК-2, СК-3, СК-6 суммарной установленной мощностью 300/216 МВА (водород / воздух) на батареи статических конденсаторов 4 шт. мощностью по 50 Мвар без увеличения установленной мощности УКРМ	2023	-	Раздел 5.3
10	Модернизация УПК Тыреть 500 кВ с заменой разъединителей РОНЗ-500 на РПГ-500 (16 шт.), выключателей ВВМ-500 на GL-317 (2 шт.)	2025	-	Раздел 5.3 Акты расследования причин аварии: № 952 от 04.06.2021, № 953 от 26.07.2021, № 954 от 28.07.2021, № 955 от 16.08.2021, № 959 от 26.12.2021
11	Модернизация ПС 220 кВ Покосное (замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт)	2025	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
12	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, ЗРУ 6 кВ)	2023	-	Раздел 5.3
13	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ и линейно регулировочных трансформаторов на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)	2023	-	Раздел 5.3
14	Модернизация ПС 110 кВ Стройбаза с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
15	Модернизация ПС 110 кВ Майская с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
16	Модернизация ПС 110 кВ Стеклозавод с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
17	Модернизация ПС 110 кВ Котик с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
18	Модернизация ПС 110 кВ ЗСМ с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
19	Модернизация ПС 110 кВ Бадар с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
20	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
21	Реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с реконструкцией ОРУ и РЗА, заменой Т-1 60 МВА на трансформатор аналогичной мощности	2024	-	Раздел 5.3
22	Модернизация ПС 110 кВ ПРП. Замена отделителей типа ОД-110 на элегазовые выключатели ВЭБ-110 (2 шт.), короткозамыкателей типа КЗ-110 в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
23	Модернизация ПС 110 кВ Алтарик с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2) , КЗ-110 Т-1(2) в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
24	Модернизация ПС 110 кВ Кутулик с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2) , КЗ-110 Т-1(2) в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
25	Модернизация ПС 110 кВ Новожилкино с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1 (2)-110 в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
26	Модернизация ПС 110 кВ Свирск с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1-110, ОД-2-110 в количестве 2 шт.	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
27	Модернизация ПС 110 кВ Центральная (замена ОД и КЗ-110 Т-1 и Т-2 на элегазовые выключатели, реконструкция защит, замена КРУ 6 кВ)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
28	Модернизация ПС 110 кВ Туристская (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
29	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская - замена Т-1 16 МВА на 25 МВА, замена Т-2 15 МВА на 25 МВА, демонтаж Т-3 20 МВА, реконструкция ОРУ-110 кВ, замена КРУН-6 кВ (выбытие мощности 1 МВА)	2024	2х25 МВА (замена Т-1 16 МВА на 25 МВА, замена Т-2 15 МВА на 25 МВА, демонтаж Т-3 20 МВА, реконструкция ОРУ-110 кВ, замена КРУН-6 кВ (выбытие мощности 1 МВА))	Раздел 5.3 Протокол испытаний транформатора №432 от 15.08.2017
30	Модернизация ПС 110 кВ Нагорная. Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
31	Модернизация ПС 110 кВ Ново-Ленино (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
32	Модернизация ПС 110 кВ Ользоны (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
33	Модернизация ПС 110 кВ Тихоновка (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
34	Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)	2023	-	Реновация основных фондов. Приложение Д к Книге 2
35	Модернизация ПС 110 кВ Огнеупоры - замена маслонаполненных баковых выключателей на элегазовые баковые выключатели МВ-110 Т-2 и Т-2 - 2 шт.	2023	–	Раздел 5.3
36	Модернизация ПС 110 кВ ЗГО - замена маслонаполненных баковых выключателей на элегазовые баковые выключатели МВ-110 Ввод А, МВ-110 Ввод Б, СВ-110 - 3 шт.	2024	–	Раздел 5.3
37	Модернизация ПС 110 кВ Молодежная (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2023	–	Раздел 5.3
38	Реконструкция ПС 110 кВ Кировская с заменой разъединителей 110 кВ, высокочастотных заградителей, ошиновки 1 и 2 секции шин 110 кВ на оборудование и ошиновку с пропускной способностью не менее 612 А при температруе наружного воздуха +25 0С ПС 110 кВ Южная с заменой ошиновки 1 и 2 секции шин 110 кВ на ошиновку с пропускной способностью не менее 738 А при температруе наружного воздуха +25 0С ВЛ 110 кВ Южная – Байкальская с отпайкой на ПС 110 кВ Нагорная с заменой провода на провод с пропускной способностью не менее 359 А при температруе наружного воздуха +25 0С	2023	5 км	Договор технологического присоединения №2/18-ИЭСК от 01.04.2019 г. (ТУ приложены в Приложение Д)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
39	Модернизация ПС 220 кВ Шелехово: • замена разъединителей 220,110, 35 и 10 кВ; • реконструкция 1СШ 220 кВ, 2СШ 220 кВ, 3СШ 220 кВ и ОСШ 220 кВ с заменой подвесной изоляции; • реконструкция 1СШ 110 кВ, 2СШ 110 кВ и ОСШ 110 кВ с заменой подвесной изоляции; • реконструкция электромагнитной блокировки; • реконструкция шинного моста 10 кВ Т-1, Т-2 с заменой опорной изоляции; • реконструкция приточно-вытяжной вентиляции ГПП-1 с заменой вентиляторов	2022-2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 5.3
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
40	Строительство ОПУ на ПС 110 кВ Мусковит в Мамско-Чуйском районе	2024	-	Реновация основных фондов

Таблица 1.5.2. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на период 2023-2027 гг.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
АО «БЭСК»				
1	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2023-2024	5,04 МВА/13,6км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
2	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района	2023-2024	1,6 МВА/6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района
3	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Чунском районе	2023-2024	1,5 МВА/4,2км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
4	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах	2023-2024	1,6 МВА/6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах
5	Реконструкция ПС 35 кВ Строительная и строительство 2-х цепной ВЛ-35кВ в городе Усть-Илимске	2024	50 МВА/2-х цепная ВЛ-10,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
6	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/10 кВ в поселке Прибрежный Братского района	2027	8МВА/ ВЛ-35кВ-8,9км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в поселке Прибрежный Братского района
7	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2023-2024	0,8 МВА/7,7км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в п.Мегет, Ангарском районе
8	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2023-2024	0,8 МВА/5,2км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
9	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2023-2024	2,52 МВА/6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский, городе Братске
10	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района	2023-2024	1,6 МВА/6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского района
11	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2023-2024	1,6 МВА/6,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
12	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2023-2024	0,8 МВА/5км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
13	Строительство электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2023-2024	5,04 МВА/8,8км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
14	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2023	8 МВА/2-х цепная ВЛ-35кВ по 0,5км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, Усть-Кутского района
15	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района	2023-2024	2,8 МВА/17,3км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
16	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п.Тагул, д.Сергина, п.Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2023-2024	11,83 МВА/8,5км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
17	Реконструкция ПС 35 кВ Октябрьская в п.Октябрьский Чунского района	2027	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
18	Реконструкция ПС 35 кВ ИОРТПЦ в п. Мегет Ангарского городского округа	2027	4х6,3МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
19	Строительство ВЛЗ 10 кВ (общей протяженностью 4,6 км), КЛ 10 кВ (общей протяженностью 3,775 км), ВЛИ 0,4 кВ (общей протяженностью 7,76 км), КЛ 0,4 кВ (общей протяженностью 3,044 км) КТПН 10/0,4 кВ 2*1000 кВА (3шт), КТПН 10/0,4кВ 2*400 кВА (1шт), КТПН 10/0,4кВ 1*1000 кВА (2шт), КТПН 10/0,4кВ 1*630 кВА) для электроснабжения жилого микрорайона Восточный ул. Заимка Муксут в г. Нижнеудинск Иркутской области	2023	4,6 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
20	Строительство ВЛ 6 кВ (общей протяженностью 1,2 км), КЛ 6 кВ (общей протяженностью 1,85 км) до объектов ООО «Строительные технологии»	2023	3,05 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
21	Строительство ВЛ 6 кВ (общей протяженностью 0,84 км), КЛ 6 кВ (общей протяженностью 1,36 км) до объектов АО СЗ «Пулковский»	2023	2,2 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
АО «Витимэнерго»				
22	Установка СКРМ (БСК 5 Мвар) на ПС 35 кВ Андреевская	2025	5 Мвар	Предотвращение недопустимого снижения напряжения в единичных ремонтных схемах
23	Замена электромеханичеких устройств РЗА на микропроцессорные на 10 ячейках КРУН с вакуумными выключателями 6 кВ ПС 35 кВ Веселяевская	2025	-	Повышение надежности работы устройств РЗА
24	Реконструкция ПС 35 кВ Серговская с заменой Т-2 мощностью 4 МВА на трансформатор мощностью не менее 6,3 МВА	2025	6,3 МВА	Предотвращение превышения длительно допустимой токовой нагрузки Т-2 ПС 35 кВ Серговская в схеме ремонта Т-1 ПС 35 кВ Серговская
25	Реконструкция ПС 35 кВ Ежовская с заменой линейных ячеек 35 кВ	2025	-	В целях повышения надежности электроснабжения потребителей, на ПС 35 кВ Ежовская предусматривается замена масляных выключателей на элегазовые

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
26	Реконструкция ПС 35 кВ Кяхтинская с заменой ячеек 35 кВ	2025	-	В целях повышения надежности электроснабжения потребителей, на ПС 35 кВ Кяхтинская предусматривается замена масляных выключателей на элегазовые
ОАО «ИЭСК»				
27	Реконструкция ПС 35 кВ КПД с заменой Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА	2023	2х25 МВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
28	Реконструкция ПС 35 кВ Жилкино с заменой Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА	2023	2х25 МВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
29	Строительство ПС 35 кВ КС-2К (2*6,3 МВА), ВЛ 35 кВ Салтыково – КС-2К (12 км), отпаечной ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ «Салтыково-Петропавловск» (2 км), реконструкция ПС 35 кВ Салтыково (1 ячейка)	2025	12,6 МВА, 14 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
30	Строительство ВЛ 35 кВ Окунайка –1, 2 (2*2,6 км), ВЛ 10 кВ БКЗРУ – 1, 2 (2*6 км), ВЛ 10 кВ ВЖК – 1, 2 (2*0,3 км), ПС 35 кВ Новая Окунайка (2*10 МВА)	2025	20 МВА, 17,8 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
31	Строительство ВЛ-10 кВ до п.Пашня и д.Усть-Киренга, реконструкция ВЛ 10 кВ Макарово, ВЛ 10 кВ Кривая Лука" (протяженность - 32км)	2023	32 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
32	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Калтук МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2 ТП 10/0,4 кВ -244 (L=1,72км)	2023	1,72 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
33	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -243 (L=1,4 км)	2023	1,4 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
34	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1 ТП 10/0,4кВ -274 (L=1,4 км)	2024	1,4 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
35	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Большеокинск МО Братский район (замена существующего провода на провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2, 3, 4 ТП 10/0,4кВ -40 (L=4,46 км)	2024	4,46 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
36	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Кимильтей-Кундулун ТП 10/0,4 кВ № 113/160 кВА с. с. Буря СИП*95- 1,97 км)	2024	1,97 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
37	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Филипповск-Глинки ТП 10/0,4 кВ № 4/100 кВА с. Глинки СИП*50- 0,96 км)	2023	0,96 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
38	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Норы-ГЭС ТП 10/0,4 кВ № 133/160 кВА с. Чиркино СИП*70- 2,1 км; СИП*50- 0,854 км)	2023	2,954 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
39	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с.Утай Тулунского р-на	2024	-	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
40	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Шелехово-Соляная ТП 10/0,4 кВ № 203/100 кВА с. Талая ВЛ-0,4 кВ СИП*70- 1,4 км)	2023	1,4 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
41	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Бурук-Броды ТП 10/0,4 кВ № №159/100 кВА с. Мингатуй ВЛ-10 кВ СИП-3*50- 0,760 км., установка дополнительной ТП-100кВА, ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 1,710 км с. Мингатуй ТП №159/100)	2023	2,47 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
42	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Харик-Харик ТП 10/0,4 кВ №458/400 кВА п. Харик ВЛ-10 кВ СИП-3*50- 0,260 км., установка дополнительной ТП-100кВА, ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,533км)	2024	0,813 км, 100 кВА	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
43	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Шелехово-Сергино ТП 10/0,4 кВ №116/160 кВА с. Шелехово ВЛ-10 кВ АС*50-0,010 км., установка дополнительной ТП-100 кВА, ВЛ-0,4 кВ СИП*70- 0,1 км)	2023	0,11 км, 100 кВА	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
44	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Бирюсинск-Проточная ТП 10/0,4 кВ № 424/160 кВА с. Бирюса ВЛ-0,4 кВ СИП*95- 0,570 км, СИП*16- 0,380 км)	2023	0,95 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
45	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Умыган-Умыган ТП 10/0,4 кВ № 257/250 кВА с. Умыган ВЛ-10 кВ СИП*70-0,6 км ВЛ-0,4 кВ СИП*50-	2023	1,5 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	0,9 км)			
46	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Усть Када-Новая Када ТП 10/0,4 кВ № 2/100 кВА с. Новая Када ВЛ-0,4 кВ СИП*95- 1,26 км)	2023	1,26 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
47	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Джогино-Черчет Замена ТМ 100 кВА на ТМ 160 кВА ТП 10/0,4 кВ № 84/100 кВА с. Джогино ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,441 км)	2023	0,441 км, 160 кВА	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
48	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Тулун-ТЭРЗ ТП 10/0,4 кВ № 783/160 кВА д. Нюра ВЛ-0,4 кВ СИП*35- 1,5 км; ТП 10/0,4 кВ № 90/100 кВА д. Нюра ВЛ-0,4 кВ СИП*35-1,2 км)	2025	2,7 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
49	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Мугун-Петровск ТП 10/0,4 кВ № 337/160 кВА с. Перфилово ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 1,25 км; ТП 10/0,4 кВ № 338/100 кВА с. Перфилово ВЛ-0,4 кВ СИП*50-1,054 км)	2024	2,304 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
50	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Бадар-Забор ТП 10/0,4 кВ № 548/250 кВА с. Бадар ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,909 км)	2025	0,909 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
51	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10кВ Гуран-3 Отделение ТП 10/0,4 кВ № 78/100 кВА п. Сибиряк ВЛ-10 кВ СИП*50- 0,01 км ВЛ-0,4 кВ СИП*70- 1,1 км)	2025	1,11 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
52	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10 кВ Едогон-Одон ТП 10/0,4 кВ № 447/160 кВА п. Баракшин ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,850 км; ТП 10/0,4 кВ № 438/400 кВА п. Баракшин ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,800 км)	2024	1,65 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
53	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10 кВ Бадар-Бадар ТП 10/0,4 кВ № 279/100 кВА с. Бадар ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 0,606 км; ТП 10/0,4 кВ № 64/250 кВА с. Бадар ВЛ-0,4 кВ СИП*50- 1,520 км)	2025	2,126 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
54	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ-10 кВ Бадар-Манут ТП 10/0,4 кВ № 65/400 кВА с. Бадар ВЛ-0,4 кВ СИП*70- 0,591 км; ТП 10/0,4 кВ № 238/400	2025	1,12 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	кВА с. Бадар ВЛ-0,4 кВ СИП*70- 0,529 км)			
55	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ (ВЛ 10 кВ н.Заимка-Борисово ТП 10/0,4 кВ № 58/250 кВА с. Борисово ВЛ-0,4 кВ СИП*70-2,553 км СИП*16-1,620 км)	2025	2,553 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
56	Модернизация ВЛ-10 кВ Юрты - Конторка (замена опор дерево на ж/б с заменой провода АС на СИП-3 от ПС 110/10 кВ Юрты до с. Бирюса - 25 км., отпайка на Черемшанку - 9 км.)	2024	34 км	В соответствии с ПТЭ пп. 1.6.1, 5.7.16 - 5.7.18. и на основании акта ТОБ № 1/10 от 15.10.2021 г., необходимо произвести замену опор и провода.
57	ВЛ 0,4 кВ б.п.Ока-2 замена опор на ж/б, замена провода на СИП*50 - 1,380 + 0,11 км, ОПН 15 шт	2024	1,49 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
58	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Едогон (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 13,06 км. Установка ОПН 48 шт.)	2024	13,06 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
59	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Владимировка (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 8,52 км. Установка ОПН 42 шт.)	2024	8,52 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
60	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Н.Бурбук (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,26 км. Установка ОПН 42 шт.)	2024	6,26 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
61	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ 1-отделение Государственной селекционной станции (замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*50 2,8 км. Установка ОПН 18 шт)	2024	2,8 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
62	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Тракто Курзан-Тракто Курзан (замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 2,5 км. Установка ОПН 12 шт.)	2024	2,5 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
63	реконструкция ВЛ-0,4кВ Нижний Манут-Нижний Манут (замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,96 км. Установка ОПН 30 шт.)	2024	6,96 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
64	Реконструкция ВЛ-0,4кВ Красный Октябрь-Красный Октябрь (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,08 км. Установка ОПН 30 шт.)	2024	6,08 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
65	Реконструкция сетей 0,4 кВ ст.Шеберта с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	2,9346 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
66	Реконструкция сетей 0,4 кВ ст.Кадуй с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	2,568 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
67	Реконструкция сетей 0,4 кВ ст.Худоеланск с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	10,840 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
68	Реконструкция сетей 0,4 кВ ст.Хингуй с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	4,122 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
69	Реконструкция сетей 0,4 кВ с.Даур с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	9,103 км.	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
70	Реконструкция сетей 0,4 кВ с.Иргей с заменой счетчиков у потребителей (замена опор на ж/б, провода на СИП*95)	2024	9,133 км.	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
71	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Едогон (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 13,06 км. Установка ОПН 48 шт.)	2024	13,06 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
72	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Владимировка (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 8,52 км. Установка ОПН 42 шт.)	2024	8,52 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
73	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с.Н.Бурбук (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,26 км. Установка ОПН 42 шт.)	2024	6,26 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
74	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Тракто Курзан-Тракто Курзан (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена	2024	2,5 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	неизолированного провода на СИП 4*70 2,5 км. Установка ОПН 12 шт.)			
75	Реконструкция ВЛ-0,4кВ Нижний Манут-Нижний Манут (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,96 км. Установка ОПН 30 шт.)	2024	6,96 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
76	Реконструкция ВЛ-0,4кВ Красный Октябрь-Красный Октябрь (Замена деревянных опор на ж/б опоры, замена неизолированного провода на СИП 4*70 6,08 км. Установка ОПН 30 шт.)	2024	6,08 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
77	Реконструкция ВЛ 10кВ "Афанасьево - 4 отделение ТГСС" (Замена деревянных опор на ж/б опоры 1,25 км Замена провода на СИП 1*120 9,537 км. Установка разрядников 77 шт.)	2024	9,537 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
78	Реконструкция ВЛ 35 кВ "Троицк-Моисеевка" с заменой сечения провода с 50 на 95 мм2, протяж. 17 км	2026	17 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
79	Реконструкция ВЛ 35 кВ "Заря-Троицк" с заменой сечения провода с 50 на 95 мм2, протяж. 20,4 км	2025	20,4 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
80	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС "УЗГО" - ПС "Железнодорожник"одноцепной линии ВЛ-35 с заменой на двухцепную, с заменой провода сечением 50 мм2 на АС-70 мм2 (протяженность 8,7 км)	2023	8,7 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
81	Реконструкция ВЛ-35 кВ "УТФ-Зоны" с заменой сечения провода и опор, пртяженность линии 21,591 км	2024	21,591 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
82	Реконструкция ВЛ-35 кВ "УТФ -Кутулик-35" с заменой опор и провода, вынос из населенной местности	2025	14,204 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
83	Строительство ответвления на СНТ «Вагонник», СНТ «Аист» от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны»	2023	5 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
84	Строительство ответвления от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» на д. Стеклянка (многодетные семьи)	2023	2,4 км 2*160 кВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
85	Строительство объектов электроснабжения на территории Южного массива г. Ангарска	2023	15,0 км 12*250 кВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
86	Строительство распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ ст.Касьяновка (ВЛ-10 кВ -3 км, ВЛ-0,4	2025	8 км, 2*160 кВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	кВ - 5 км, 2 КТПН с ТМ 160 кВА)			
87	Строительство ВЛ-10 кВ отпайкой от ВЛ-10 кВ Новожилкино-Целоты на д.Манинск с заходом в д.Октябрьский (ВЛ-10 кВ 23 км)	2024	23 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
88	Строительство ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ Сибиряк (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй) протяж.5,4 км провод СИП3	2024	5,4 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
89	Строительство ВЛ-6 кВ до СНТ Нефтехимик	2023	2 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
90	Строительство ЛЭП-10 кВ "Тайтурка-Тайтурка" с отпайкой на Холмушино (8 км)	2023	8 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
91	Реконструкция ВЛ-6кВ "Западная-3 –РП «Западная-1",яч.№29	2025	4,071 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
92	Реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина - Лыловщина (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 7,9км)	2023	7,9 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
93	Строительство ПС 35 кВ Горная с установкой трансформаторов 2х16 МВА (прирост мощности 32 МВА) с ВЛ-35 кВ протяженностью 4,5 км	2025	2х16 МВА, 4,5 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
94	Строительство ПС 35 кВ Геологическая с установкой трансф-ов 2х10 МВА (прирост мощ. 20 МВА) с ВЛ 35 кВ, ВЛ 10 кВ	2024	2х10 МВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
95	Строительство ПС 35 кВ Пирс с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,7	2024	2х10 МВА, 0,7 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
96	Строительство ПС 35 кВ Поздняково с установкой трансф-ров 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово 0,05км, ВЛ 10кВ 2,7км	2023	2х10 МВА, 2,7 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
97	Строительство ПС 35 кВ Садоводство с установкой трансф-ов 2х10 МВА (прирост мощ 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово 2,7км, ВЛ 10кВ 3км	2024	2х10 МВА, 3 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
98	Реконструкция ПС 35 кВ Хужир с заменой трансформаторов Т1, Т2 мощностью по 4 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА)	2025	2х10 МВА	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
99	Строительство РП 10 кВ Авиатор с КЛ 10 кВ и лин. ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи СНТ Авиатор (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ - 3,6 км, ВЛ-10кВ - 0,6 км)	2024	4,2 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
100	Строительство РП 10 кВ Бурдугуз с ВЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП (РП 10 кВ 1 шт., ВЛ 10 кВ 4,5 км КЛ 10 кВ 0,4 км)	2026	4,9 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
101	Строительство РП 10 кВ Мечта с КЛ 10 кВ вблизи ДНП Мечта (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 4,59 км)	2023	4,59 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
102	Строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи п. Молодежный (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,59 км.)	2025	6,59 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
103	Строительство РП 10 кВ Строитель с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями от ПС 110 кВ Новая Лисиха вблизи ДНТ Щукино (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,02 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,445 км.)	2025	1,445 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
104	РП№3 10 кВ с КЛ 10кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Куда (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ 8,14 км, ВЛ-10 кВ 1,955км).	2025	1,955км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
105	РП№4 10 кВ с КЛ 10кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ 11,7 км, ВЛ-10 кВ 2,752 км.	2023	2,752 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
106	Реконструкция ВЛ-10 кВ Пивовариха-Плишкино с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования СИП3-120 L=2х9 км.	2025	6,58 км	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей
107	Строительство ВЛ 10 кВ (общей протяженностью 4,7 км), ВЛ 0,4 кВ (общей протяженностью 0,02 км) с БКТП 10/0,4 кВ 2*1000 кВА для электроснабжения школы-сада в с.Шара-Тогот Ольхонского района Иркутской области (Школа)	2025	0,9 района	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей
108	Строительство КЛ 10 кВ (общей протяженностью 6,58 км) с БКТП 10/0,4 кВ 2х630 кВА (1 шт), БРТП 10/0,4 кВ 2х630 кВА (1 шт), БКТП 10/0,4 кВ 2х1000 кВА (5 шт) и БКТП 10/0,4 кВ 2х2000 кВА (1 шт) для	2023	6,58 км	Выполнение мероприятий по технологическому присоединению заявителей

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	электроснабжения жилого микрорайона "Хрустальный парк" Иркутского района Иркутской области			
109	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина -Карлук с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-1,01 км)	2023	1,01 км	Исключение перегрузки сети
110	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина -Урик А с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-1,1 км, строительство дополнительного участка ВЛ провод СИП3-120 L-0,7 км)	2023	0,7 км	Исключение перегрузки сети
111	Реконструкция ВЛ-10 кВ Столбово-Садоводство с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-1,5 км.)	2023	1,5 км	Исключение перегрузки сети
112	Реконструкция ВЛ-10 кВ Карлук-Хомутово с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-2,5 км.)	2023	2,5 км	Исключение перегрузки сети
113	Реконструкция ВЛ-10 кВ Карлук-Заря с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-2,82 км)	2023	2,82 км	Исключение перегрузки сети
114	Реконструкция ВЛ-10 кВ Урик-Подпарщина с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-2,45 км.)	2023	2,45 км	Исключение перегрузки сети
115	Реконструкция ВЛ-10 кВ Урик-Посёлок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-0,3 км.)	2023	0,3 км	Исключение перегрузки сети
116	Строительство ПС 20 кВ с установкой силовых трансформаторов 2х16 МВА (прирост мощности 32 МВА), с ЛЭП 10 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,05 км	2023	0,05 км	Исключение перегрузки сети

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
117	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Турская с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ в двухцепную провод СИП3-120 L-4,6 км.)	2023	4,6 км	Исключение перегрузки сети
118	Реконструкция РП-10 кВ Октябрьское с заменой КРУН-10 9 ячеек по тех. состоянию с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (переустройство ВЛ-10 Дачная - Шинный мост в двухцепную провод СИП3-120 L-1,6 км.)	2023	1,6 км	Исключение перегрузки сети
119	Реконструкция ВЛ-10 Олонки-Александровск с переводом на напряжение 20 кВ L=26 км с установкой двух трансформаторв 2х1,6 МВА 20/10 кВ (увеличение мощности 3,2 МВА)	2024	3,2 МВА, 26 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
120	Реконструкция ПС 35 кВ Жемчужная (установка Т-2 мощностью 6,3 МВА, расширение ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ) (прирост мощности 6,3 МВА)	2023	6,3 МВА	На ПС 35 кВ Жемчужная установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение коттеджных поселков Байкальского тракта, в т.ч. категорийные объекты (водонапорная башня, насосные), электроснабжение которых должно осуществляться от 2-х источников питания. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 6-0,4 кВ. Ближайшие центры питания находятся на большом расстоянии (более 21 км). Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления энергоснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки. С целью соблюдения требований действующего законодательства РФ в электроэнергетике (пункт 31(6) ПП РФ №861 от 27.12.2004) в части не превышения предельного срока восстановления энергоснабжения (авария, ремонт) существующих потребителей (в т.ч. для 3-ей категории надежности - допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд) предлагается выполнить на ПС 35 кВ Жемчужная установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 6,3 МВА.
121	Реконструкция ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП 6(10) кВ с кабельными линиями 6(10) кВ протяженностью 8,5 км (выбытие мощности 16 МВА)	2025	БРТП - 1 шт	Повышение надежности электроснабжения потребителей.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
122	Реконструкция сети 10 кВ Пивзавод яч.19 ТПК Б – Марково яч.7, яч.8, яч.4 с равномерным разделением	2023	–	Сеть 10 кВ Пивзавод яч.19 ТПК Б – Марково яч.7, яч.8, яч.4 – реконструкция сети с делением для уменьшения потери напряжения в конце линии, уменьшения нагрузки на ячейки, для возможности распределения нагрузки
123	Реконструкция ВЛ 6 кВ ф.Байкал – яч.9 В.Городок (яч.25, яч.17) с заменой провода на провод с большим сечением (определить проектом)	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
124	Проект развития распределительной сети г. Иркутска и Иркутского района с распределением по центрам питания филиала ОАО "ИЭСК" ЮЭС	2023	-	Реновация основных фондов
125	Реконструкция КЛ - 6 кВ Глазково яч.22	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
126	Реконструкция КЛ - 6 кВ Глазково яч.18	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
127	Реконструкция КЛ - 6 кВ РП-15 яч.1	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
128	Реконструкция ВЛ - 6 кВ ПС 35 кВ Ленино яч.16, яч.9	2025	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
129	Реконструкция КЛ - 6 кВ ПС 110 кВ Мельниково яч.13, КЛ - 6 кВ РП-26 яч.11 ТП-472 (кольцевая схема)	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
130	Реконструкция ВЛ - 6 кВ ПС 110 кВ Южная яч.26, яч.34 замена провода на СИП	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
131	Реконструкция КВЛ - 6 кВ Кузьмиха яч.№ 7 ТП-12	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения сети
132	Реконструкция сети 10 кВ ПС 35 кВ Мельничная падь яч.№ 10 и яч.№ 5 с равномерным разделением	2025	–	Увеличение надежности электроснабжения сети. ПС 35 кВ Мельничная падь яч.№ 10 и яч.№ 5 реконструкция сети с делением для уменьшения потери напряжения в конце линии, уменьшения нагрузки на ячейки, для возможности распределения ячеек
133	Реконструкция ВЛ-6 кВ ПС 35 кВ ф.Байкал яч.4 Затон замена провода и организация кольцевой схемы	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения. Рамена провода и строительство кольца (2 питание с Глазково или установка Т-2 на ПС 35 кВ ф.Байкал, питание со 2СШ 6 кВ)
134	Реконструкция КЛ - 6 кВ ПС 110 кВ Глазково яч.17	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем замены кабеля 6 кВ, замены провода 6 кВ
135	Кеконструкция ВЛ - 6 кВ РП-21 яч. 14 в сторону РП-9	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем замены провода 6 кВ
136	Реконструкция КВЛ - 6 кВ ПС 110 кВ Рабочая- яч.40 - ТП-310	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем: 1)Заменить на СИП-95 2) Реконструировать ТП-847 до РТП с защитами 3) Постоить КЛ-6 (АПвПу-400) РТП-847 до оп 25/4/3 (забирем хвост от оп 25/4 до ТП-474). 4) Установить РЛК 5) При возможности на оп.25/4 заменить РЛНД на Реклоузер

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
137	Реконструкция ВЛ - 6 кВ ПС 110 кВ Цимлянская ТП-1595 - ТП - 56 со строительством КЛ-6 до КВЛ-6 ТП-1595 - ТП-56	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения сети путем замены провода 6 кВ на СИП-1х3х95 мм2 ВЛ-6 ТП-1595 - ТП-56, строительство КЛ-6 кВ АПвПУ-300 с РЛК на КВЛ-6 ТП-1595-ТП-56
138	Реконструкция ВЛ - 10 кВ ПС 220 кВ Байкальская -ТП-258 - ТП-663	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем замены провода на СИП-1х3х95 мм2
139	Реконструкция КВЛ-10 ПС 220 кВ Восточная - Садоводство, КВЛ-10 кВ РП-50 - ТП-501	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем реконструкции КВЛ-10 ПС 220 кВ Восточная - Садоводство и КВЛ-10 кВ РП-50 - ТП-501 строительство КЛ-10 (АПвПу-400) до оп.67/1 (отпайка в сторону Вилюйской) от ПС 220 кВ Восточная, установить подставную опору с РЛК или с В-10 кВ линейного исполнения. Установить РЛК связи или Реклоузер на оп.№ 59 КВЛ-10 кВ РП-50 - ТП-501
140	Реконструкция КВЛ 10 кВ ПС 220 кВ Правобережная - ТП-660 с установкой ВН связи или Реклоузера на оп.69 к ПС Знаменская-2, Замена на СИП-120. Замена КЛ-перемычку через Шевцова.	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения с установкой ВН связи или Реклоузера на оп.69 КВЛ-10 кВ Правобережная - 660 к ПС Знаменская-2, Замена на СИП-120. Замена КЛ-перемычку через Шевцова.
141	Реконструкция КВЛ-10 кВ ПС 110 кВ Знаменская-2 - ТП-656	2024	–	Увеличение надежности электроснабжения реконструкция КВЛ-10 кВ ПС 110 кВ Знаменская-2 - ТП-656 кабельный выод 10 кВ на оп 1. АПвПу-400
142	Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-965 - яч.№ 10 РП-5	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
143	Реконструкция КЛ-6 кВ РП-2 - яч.№ 1 ТП-29	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
144	Реконструкция КЛ-6 кВ РП-1 - яч.№ 7 ТП-1943	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
145	Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-529 - ТП-965	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
146	Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-529 - ТП-800	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
147	Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-1043 - ТП-800	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Проложить новый КЛ АПвПУ-240 взамен старого
148	Реконструкция КЛ-6 кВ ПС 35 кВ Партизанская - ПС 110 кВ Цимлянская	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения путем разделения КЛ-6 ПС 35 кВ Партизанская - ПС 110 кВ Цимлянская и подключения ТП-714 и ТП-1595
149	Реконструкция КЛ-6 кВ ТП-714 - ТП-1595	2023	–	Увеличение надежности электроснабжения Реконструкция КЛ-6 на АПвПУ-300
150	Реконструкция ПС 35 кВ БР-72 (замена Т-1, Т-2 2х4 МВА на 2х6,3 МВА, прирост мощности 4,6 МВА)	2025	2х6,3 МВА	Устранение перегруза силовых трансформаторов ПС в ремонтных и аварийных режимах

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
151	Реконструкция ПС 35 кВ Осиновка (замена Т-1, Т-2 2х10 МВА на 2х25 МВА, прирост мощности 30 МВА)	2025	2х25 МВА	Устранение перегруза силовых трансформаторов ПС в ремонтных и аварийных режимах
152	Реконструкция ПС 35 Тангуй (замена Т-1, Т-2 2х4 МВА на 2х6,3 МВА, прирост мощности 4,6 МВА) строительство двух ТП 10/0,4 кВ (2х0,63 МВА каждая, прирост мощности 2,52 МВА), реконструкция ВЛ 10 кВ (протяженность 2 км), строительство ВЛ 10 кВ (протяженность 3,5 км)	2023	2х6,3 МВА, 4х0,63 МВА, 3,5 км 2 км	Обеспечение технологичееского присоединения потребителей (Тангуйская РБ)
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
153	Реконструкция ВЛ-35кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП-5, г.Ангарск	2023	5км	Электроснабжение ПС 35 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПС№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. ПС 35 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, 3РУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 г. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). От ПС 35 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35 кВ РП-5 на 18.12.2019 г.: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%). В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Учитывая выше изложенное, необходима реконструкция ПС 35 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1 (ГПП-2). Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, из-менение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангар-ская») ПС 35 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
154	Реконструкция РП-5 35/6кВ, г. Ангарск	2023	50МВА	Электроснабжение ПС 35 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПС№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. ПС 35 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 г. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). От ПС 35 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35 кВ РП-5 на 18.12.2019 г.: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%). В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				Учитывая выше изложенное, необходима реконструкция ПС 35 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1 (ГПП-2). Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, из-менение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангар-ская») ПС 35 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
155	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ, мкр-н Строителей, г.Ангарск	2023	6 км	Усиление существующей электрической сети в связи с ростом нагрузок, требуется перевод части нагрузки на другие центры питания.
156	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. "Стеклянка" р.п. Мегет, Ангарский район	2024	7,2 км	Усиление существующей электрической сети в связи с ростом нагрузок, требуется перевод части нагрузки на другие центры питания. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей.
157	Реконструкция РП-2 г. Усолье-Сибирское	2023	-	Замена маслянных выключателей 6 кВ на вакуумные, в связи с превышением нормативного срока эксплуатации, отсутствием на рынке предложений по запасным частям. Повышение надежности электроснабжения
158	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Зеленая, ул. Декабристов, ул. Пионерская, ул. Озерная, ул. Молодежная, ул.Мелиораторов, ул. Мира, ул. Лесная ТП-842, ТП-843, ТП-844, с. Большая Елань, Усольский район	2023	4 км	Усиление существующей электрической сети в связи с ростом нагрузок, требуется перевод части нагрузки на другие центры питания.
159	Реконструкция КЛ-10кВ ПС "Центральная - РП-85", г.Иркутск	2023	1,25 км	Повышение надежности электроснабжения
160	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, ул. Чернышевского, ул.Нагорная, ул. Чайковского, ул. Байкальская, ул.Кропочева, ул. Черемушки, ул. Комарова, с. Малое Голоустное, Иркутский район	2023	0,4МВА/ 5,5км	Усиление существующей электрической сети в связи с ростом нагрузок, требуется перевод части нагрузки на другие центры питания.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
161	Реконструкция ВЛ-10кВ от ПС "Ерши" до п.Мельничная Падь, вдоль автодороги Иркутск - Падь Мельничная, Иркутский район	2024	10 км	Усиление существующей электрической сети в связи с ростом нагрузок, требуется перевод части нагрузки на другие центры питания. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей.
162	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ р.п.Шумский, Нижнеудинский район	2023	3 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей. Летом 2019 года данные сети попали под наводнение.
163	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ д.Привольное, уч. Пушкинский, Нижнеудинский район	2023	6 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей. Летом 2019 года данные сети попали под наводнение.
164	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ Уда-2, п.Шумский, Нижнеудинский район	2024	0,88 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение ВЛ-35 кВ нормтаивного срока эксплуатации. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
165	Реконструкция ВЛ-10кВ Ф№4 "Кадинский", ВЛ-0,4 кВ, р.п.Куйтун	2023-2024	23,49 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
166	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Головинская -Владимир", п.Владимир, Заларинский район	2024	2,1 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
167	Реконструкция ВЛ-10кВ "Фидер №10" г.Зима	2023-2024	11,7 км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
168	Реконструкция ВЛ-10 кВ Тараса-Бохан в п. Бохан	2025	7км	Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Повышение надежности электроснабжения потребителей.
169	Реконструкция ЛЭП-35 кВ, ПС 35 кВ Бирюсинка	2027	8МВА	Электроснабжение ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляется по одноцепной ВЛ-35кВ «Нефтебаза». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, год ввода в эксплуатацию - 1968. На ПС 35 кВ Бирюсинка установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ , выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 7 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляет электроснабжение 420 потребителей г. Усть-Кут, в том числе социально-важные (школа, поликлиника) и объекты жизнеобеспечения района (котельная). Год ввода ПС 35 кВ Бирюсинка в эксплуатацию – 1968. Загрузка трансформатора составляет – 78% (2,9 МВт). В целях реконструкции ПС 35 кВ Бирюсинка выполнена проектная и рабочая документация, получено положительное заключение гос. экспертизы. В комплекс реконструкции входит установка второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, установка модульного блока КРУН-6 кВ с применением ячеек типа «СЭЩ-59» производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» и вакуумными выключателями марки ВВ/TEL-10 на выкатном элементе, установка общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа производства «СЭЩ-59» производства ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотрены технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизация. В целях повышения категорийности электроснабжения потребителей г.Усть-Кут необходимо выполнить проектные работы по реконструкции ВЛ-35 кВ, в которых необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ-35кВ «Нефтебаза» с подвеской второй цепи и подключением второй цепи к 1 с.ш. ПС Бирюсинка.
170	Реконструкция ПС 35 кВ Савватеевка, Ангарский район, ВЛ-35 кВ «РП5-ПП4-Савватеевка»	2027	5МВА/25км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.
171	Реконструкция ПС 35 кВ Бугульдейк, Ольхонский район	2025	5МВА	Развитие распределительных сетей 6-35 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.
172	Реконструкция ПС 35 кВ Тальники, Ольхонский район	2026	2МВА	Развитие распределительных сетей 6-35 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.
173	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТПН 630/10/0,4 на территория южной жилой застройки с. Одинск, г.Ангарск	2023-2024	1,26МВА/3,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
174	Строительство ВЛ-6кВ, КТП-160/6/0,4кВ, мкр-н Строителей, г. Ангарск	2023	0,48МВА/ 5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
175	Строительство КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Майская, р.п.Мегет, Ангарский район	2024	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
176	Строительство КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Школьная, с.Савватеевка, Ангарский район	2024	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
177	Строительство ВЛ-10 кВ пер. Вокзальный, КТПН-630/10/0,4 кВ по ул.Плеханова, г.Усолье-Сибирское	2024	0,63МВА/ 0,25км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
178	Строительство КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.98, яч.104 до ТП-98 РУ-6кВ яч.1, яч.4 г. Усолье-Сибирское	2023	2,24 км	Повышение надежности электроснабжения, изменение трассы прохождения в связи застройкой существующих трасс. Труднодоступность оперативного устранения аварий.
179	Строительство ПС 35 кВ ГПП-2 с ВЛ-35 кВ, г.Усолье-Сибирское	2023-2024	50МВА/ 0,2 км	Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЛЭП 35 кВ (3-х цепная КЛ-35 кВ (1 цепь – яч. №9 ЗРУ-35 кВ, 2 цепь – яч. №10 ЗРУ-35 кВ, кабельные линии проложены по территории ТЭЦ-11, ООО «Усольехимпрома» по кабельной эстакаде, далее заходят в кабельный киоск и из киоска выходят на опору ВЛ 35 кВ, 3 цепь – яч. №52 ОРУ-35 кВ – резервная, проложена по территории ТЭЦ-11 в кабельном тоннеле, по территории ООО «Усольехимпром» в кабельных лотках и далее заходит в кабельный киоск), 2-х цепная ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь). Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 6,5 км, протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 9 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резервная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – кабельная линия марки АПвВнг (1х150/15-35). Год ввода в эксплуатацию ВЛ 35 кВ – 1968 год. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-185, АС-240 с применением ж/б и стальных опор. На всем протяжении ВЛ 35 кВ имеется защита от грозовых перенапряжений в виде грозозащитного троса марки ПС-50. На ПС 35 кВ ГПП-1 установлены два силовых трансформатора ТДН 20000/35/6 кВ. В зимний максимум потребления (18.12.2020 г.) нагрузка трансформаторов ПС

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				в нормальном режиме составила: Т-1 – 11,6 МВт (12,2 МВА, 62% от номинальной мощности трансформатора 20 МВА); Т-2- 12,8 МВт (13,5 МВА, 65%). В случае отключения одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит допустимое значение на 30%. В настоящее время схемнорежимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как ближайший свободный центр питания для сети 6 кВ (ПС 110 кВ ЗГО) расположен в другой части города на расстоянии около 5 км (по возможной трассе ЛЭП). Ближайший центр питания (ПС 110 кВ Вокзальная), находящийся на расстоянии около 2 км (по возможной трассе ЛЭП), является закрытым (максимальная нагрузка ПС превышает мощность каждого существующего трансформатора), а также там нет РУ 6 кВ. В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 5 МВт, но от ПС 35 кВ ГПП-1 запитаны потребители 2 категории надежности электроснабжения – объекты жизнеобеспечения: ТНС №№1,3,5 КНС №№1,5, 2 стационара Усольской многопрофильной больницы, станция скорой медицинской помощи, другие социально значимые объекты г. Усолье-Сибирское. На январь 2020 года от ПС 35 кВ ГПП-1 выдано утвержденных ТУ на ТП в объеме 2,5 МВт, которые необходимо присоединить. С учетом перспективной нагрузки, в случае отключения одного трансформатора в зимний период максимальных нагрузок, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки свыше 40%. Продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке в соответствии с ПТЭ допускается не более 120 мин. При замене двух существующих трансформаторов на новые по 25 МВА каждый, загрузка одного трансформатора при отключении оставшегося в работе составит 114%, что не решает проблему перегрузки. Соответственно проблема решается только заменой трансформаторов на новые по 40 МВА каждый, что потребует полного переустройства ПС из-за других массогабаритных параметров трансформаторов (возможность расширения площадки ПС отсутствует). Альтернативным решением является установка дополнительных трансформаторов. Стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 10 МВА (в случае строительства нового центра питания ПС 35 кВ), а с учетом транспортных расходов и СМР, альтернативный вариант еще более выгодный. Установка дополнительных трансформаторов на существующей площадке ПС 35 кВ ГПП-1 невозможна,

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсутствует) и полное переустройство всей ПС (ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ). Другим вариантом является установка дополнительных трансформаторов на отдельной площадке на новой подстанции. Учитывая вышеизложенное, рекомендовано было строительство нового центра питания ПС 35 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС 35 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35 кВ Кристалл планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт. ПС 35 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 кВ для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35 кВ Кристалл 6+2 МВт, необходима была установка трансформантов 2х10 МВА. В 2018 году при организации инженерно-изыскательских работ на земельном участке под проектируемую ПС 35 кВ «Кристалл» подрядной организацией ООО «ИРПИ», выполняющей данные работы, был получен отказ в согласовании данных работ от администрации МО «г. Усолье-Сибирское». В настоящее время инвестиционной программой на 2020-2024 г.г. предусмотрены мероприятия по строительству нового центра питания 35/6 кВ ГПП-2 вблизи действующей ПС 35 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации существующей ПС 35 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2020-2024 гг. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х32000 кВА. В связи с увеличением мощности ПС потребуется реконструкция ВЛ-35 кВ «ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь» с заменой опор и существующего провода. Окончательное решение определится на стадии разработки проектной и рабочей документации.
180	Строительство КТП-630-10/0,4 кВ с трансформатором ТМГ-630-10/0,4 кВ, ул. Менделеева г. Усолье-Сибирское	2024	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
181	Строительство ВЛ-10кВ ул. Фабричная, КТП-400-10/0,4кВ, ул. Набережная, п.Тельма, Усольский район	2024	0,4МВА/ 0,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
182	Строительство РП-3, КЛ-10 кВ п. Култук , Слюдянский район	2023	-	Строительство нового РП, взамен существующего, в связи неудовлетворительным техничесим состоянием строительной части, а также

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				замена маслянных выключателей 6 кВ на вакууумные, в связи с превышением нормативного срока эксплуатации, отсутствием на рынке предложений по запасным частям. Повышение надежности электроснабжения
183	Строительство распределительных электрических сетей 10/0,4кВ кВ на ул. Депутатская, ул. Профсоюзная, Панфилова, ул. Октябрьская в р. п. Култук Слюдянского района	2023	0,32МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
184	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ в мкрн Перевал, мкр. Рудо, г. Слюдянка	2023	0,16МВА/ 1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
185	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Нагорная, Мира, Лесная, Зои Космодемьянской, с.Смоленщина, Иркутский район	2024	0,16МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
186	Строительство ВЛ-10кВ ПС-110 кВ Киренск, яч. №11 - ЗРУ-6/10кВ Киренской ДЭС, г. Киренск	2024	2,2 км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ, повышение пропускной способности островной части г. Киренск.
187	Строительство ОПУ на ПС 110 Мусковит в Мамско-Чуйском районе	2024	-	Существующее помещение ОДС (помещение центрального щита управления) расположено на втором этаже здания бывшей Мусковитской ТЭС, здание брошено и подвержено разрушению. Восточная стена помещения ОДС сдвинулась в сторону бывшего турбинного цеха. В 2016 году стену закрепили с помощью стяжек. Бетонные потолочные балки имеют трещины, требуется ремонт перекрытия. Панели вторичных цепей и устройств РЗиА находятся в помещении центрального щита управления ПС в здании ТЭС. Оборудование изношено, физически и морально устарело. Панели защит силовых трансформаторов не соответствуют требованиям ПУЭ (п.3.2.51), требуется замена, а также необходима замена панелей защит отходящих ВЛ-110-35 кВ. Питание цепей вторичной коммутации, приводов выключателей и цепей РЗиА выполнено на постоянном оперативном токе 110 В и осуществляется от ШОПТ-80/40 и находится в помещении щита управления.
188	Строительство распределительных сетей 10-0,4 кВ, ул. Пшеничная, ул. Просвещения, Трактовая, Энтузиастов, Циолковского, пер.Российский, г.Нижнеудинск	2024	0,8МВА/ 1,8км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
189	Строительство КТПН-630/10/0,4 кВ уч.Куряты, Нижнеудинский район	2023	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
190	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 кВ Ф№4	2024	0,73МВА/ 1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	"Кадинский", КТП-10/0,4 кВ, р.п.Куйтун			застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
191	Строительство ТП-2, ул.Луначарского, г.Зима	2023	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
192	Строительство ВЛ-10 кВ "ТП-6-1 - Песчанка", г.Зима	2024	3,85км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
193	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-250кВА ул.Заларинская, п.Новонукутск	2023	0,25МВА/ 0,32км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
194	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в северной, южной частях, г. Тайшет	2024	0,65МВА/ 3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
195	Строительство ВЛ-6кВ, КТПН-400/6/0,4кВ-1шт., г.Усть-Кут, ул. Чернышевского	2023	0,4МВА/ 0,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
196	Строительство КТПН-250/6/0,4кВ., КТПН-400/6/0,4кВ - 1шт. г.Усть-Кут, мкрн Старый Усть-Кут	2024	0,65МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
197	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ ул. Транспортная, п.Улькан , Казачинско-Ленский район	2023	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
198	Строительство распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ, ул. Балтахинова, Советская, Горького, Калинина, Борсоева, Школьная, Дачная, Кислородная, Буденного, Хангалова, Хандагайская, Суборовой, п.Усть-Ордынский	2023	0,4МВА/ 1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
199	Строительство распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ по ул. Западная, Центральная, с.Еланцы, Ольхонский район	2024	0,25МВА/ 1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
200	Строительство отпайки ВЛ-6кВ фидера №7 ПС "Западная-1" от ТП-86 до ТП-33, КТПН-630/6/0,4 кВ, г.Черемхово	2024	0,63МВА/ 1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Перегруз существующих трансформаторных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
201	Строительство ПС 35 кВ Китой с ЛЭП-35 кВ, г.Ангарск	2023-2024	20МВА/ 3,5км	Электроснабжение мкр. Китой г. Ангарск (около 4 тыс. жителей, а также социально-важные объекты и объекты жизнеобеспечения) осуществляется

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				по двум кабельным линиям от УПС-4 35 кВ Майская (ОАО УЭС «АУС») яч.№17, №18. Протяженность кабельных линий составляет 3,2 км каждая, выполнены кабелем марки ААШв 3х150 мм2. Введены в эксплуатацию в 2004 г. и находятся в собственности администрации Ангарского городского округа, обслуживаются филиалом «Ангарские электрические сети» по договору безвозмездного пользования. Максимальная токовая нагрузка по яч. №17 и ячейке №18 в зимний период составляет 160А и 190А соответственно. При увеличении отбора мощности потребителей сечение кабеля КЛ-6 кВ будет не соответствовать передаваемой нагрузке, вследствие чего значение длительных токовых нагрузок для силовых кабелей КЛ-6 кВ будет превышать предусмотренные пунктом 5а.9 ГОСТ 18410-73, пунктом 1.1 РД 34.20.508, пунктом 5.8.2 ПТЭЭСиС значения, что в свою очередь приведет к частым аварийным отключениям КЛ-6 кВ, с повреждением кабеля. Также при выходе из строя одного из кабелей 6 кВ (яч.№17 или яч.№18) потребуется ограничение электроснабжения потребителей на время восстановления КЛ-6 кВ. С 2011 г. зафиксировано 34 аварийных отключений в мкр. Китой г. Ангарска по причине выхода из строя кабельных линий (в 2011г. – 3, 2012г. – 5, 2013г. – 4, 2014г. – 3, 2015г. – 6, 2016г. – 9, 2017г. – 4). Количество соединительных муфт на 1км КЛ-6 кВ превышает установленное пунктом 2.3.70 ПУЭ (6-е издание). Сообщаем, что на питающем центреУПС-4 35 кВ Майская ОАО «АУС» длительное время не производились ремонты и реконструкция (владелец ПС находится в стадии банкротства), что в свою очередь снижает надежность электроснабжения потребителей мкр. Китой. В связи с этим требуется строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35 кВ «Китой» с двумя трансформаторами по 10 МВА каждый, тем самым обеспечивается качественное и надежное электроснабжение потребителей мкр. Китой. Мощность трансформатора определена с учетом резерва мощности для перспективного развития мкр. Китой и в случае выхода из строя одного из трансформаторов – для перевода всей электрической нагрузки мкр. Китой на 2-ой трансформатор без ограничения электроснабжения каких-либо потребителей. В связи с вышеперечисленным, получены Технические условия от ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» на строительство 2-х цепной ВЛ-35 кВ, ПС 35 кВ Китой с точкой подключения: I, II СШ ОРУ-35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
202	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ д. Привольное, уч. Пушкинский, Нижнеудинский район	2023	0,64МВА/ 0,1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Усиление существующей электрической сети. Предупреждение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей. Летом 2019 года данные сети попали под наводнение. Изменение схемы электроснабжения
203	Строительство ЛЭП-35 кВ, ПС 35 кВ, ЛЭП-10 кВ с. Кривошапкино, Киренский район	2024	20МВА/ 3,5км	Электроснабжение г.Киренска производится от трансформаторной подстанции 110 кВ Киренск «Северных электрических сетей» ОАО «Иркутская электросетевая компания», находящейся на правом берегу р. Киренга. Передача электроэнергии на территорию города осуществляется по трем ВЛ-10кВ (ф. «Киренск-2», ф. «Аэропорт», ф. «Кривошапкино») и двум воздушным переходам через р. Киренга (одноцепной «Киренск-2» и двухцепной «Аэропорт-Кривошапкино»). ВЛ-10кВ ф. «Киренск-2» с переходом через реку Киренга на островную часть выполненном в одноцепном варианте, не обеспечивает надежное электроснабжение потребителей островной части города. Дизельная электростанция, состоящая на балансе администрации города мощностью 2 МВт не покрывает возникающий в момент отключения ВЛ-10кВ ф. «Киренск-2» дефицит электроэнергии, большая часть потребителей города остается без электроснабжения, что может привести к негативным последствиям в осенне-зимний период. В настоящее время с качеством электроснабжения потребителей сложилась сложная ситуация по следующим причинам: потери напряжения в распределительных сетях 10кВ при пиковых нагрузках энергосистемы составляют: - ВЛ 10кВ ф. Киренск-2 (островная часть города) – 7,7%; - ВЛ 10кВ ф. Кривошапкино – 10,4%; - ВЛ 10кВ ф. Аэропорт – 8,1%. При максимально допустимой норме потерь передачи на ВЛ-10кВ не более 6% и это без учета технических потерь на оборудовании трансформаторных подстанций 10/0,4кВ и ВЛ-0,4кВ. Причиной указанных потерь напряжения являются значительные перегрузки ВЛ-10кВ. Кроме этого, в филиал «Киренские электрические сети» поступают заявки на технологическое присоединениям к электрическим сетям. В настоящее время заключен договор технологического присоединения с Дорожной службой Иркутской области на 650кВт в ДРСУ, выданы технические условия на проектирование средней школы мощностью 850кВт в мкр.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				Балахня, а также другим заявителям общей мощностью 2,154 МВт. Таким образом, в ближайшее время ожидается увеличение мощности порядка 2,154 МВт, что приведет к еще большей загрузке ВЛ-10кВ ф. Аэропорт и ухудшению качества и надежности электроснабжения. В г.Киренск имеются потребители 2 категории надежности электроснабжения – это прежде всего объекты жизнеобеспечения города (ТНС,КНС и т.д.), отключения которых может привести к тяжелым последствиям. Для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей в настоящее время необходимо строительство подстанции ПС 35 кВ «Кривошапкино» с трансформаторами 2х10МВА и переподключением потребителей двух фидеров ВЛ-10кВ «Кривошапкино» и «Аэропорт» общей протяженностью 31,148 км, от которых подключены 40 трансформаторных подстанций 10/0,4кВ установленной мощностью 11,292 МВА, потребляемая мощность на сегодняшний день- 7,44 МВА. Единственным решением данного вопроса является строительство ПС-35/10кВ «Кривошапкино» для электроснабжения м-на Балахня, м-на Авиаторов, д. Хабарово, п. Кривошапкино, ДРСУ, Аэропорта, д. Коммуны. Обеспечение этих микрорайонов через ПС-35/10 предусматривалось планом перспективного развития электросетей Киренского района ещё в девяностые годы прошлого века. Благодаря переносу центра питания (ПС 35 Кривошапкин») на левый берег р. Киренга в мкр. Авиагородок, проблема с резервированием потребителей островной части города будет решена.
204	Строительство ЛЭП-35 кВ, ПС 35/10 кВ, ЛЭП-10 кВ д. Ключи, Казачинско-Ленский район	2024	8МВА/1,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.
205	Строительство ПС 35 кВ Юго-Западная" с ВЛ 35 кВ в г. Ангарске	2026	20МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки.
206	Строительство ПС 35 кВ Красный бор с ВЛ 35 кВ в г. Усолье-Сибирское (территория бывшего Химпрома)	2023	20МВА	Развитие распределительных сетей 10-35 кВ на территории Химпрома для технологического присоединения объектов рекультивации отходов площадки Усольехимпром.

Таблица 1.5.3. Перечень мероприятий по вводу электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, ввод/реконструкция которых планируется при выполнении 2 этапа развития Восточного полигона РЖД[1]

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Транзит 110 кВ Тайшет - Канская опорная				
1	Установка на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 40 Мвар	40 Мвар	2022	ОАО «РЖД»
2	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Юрты с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2022-2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
3	Установка на ПС 110 кВ Иланская тяговая АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
4	Замена на ПС 110 кВ Канская опорная выключателей, разъединителей и ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Канская опорная - Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая, ВЛ 110 кВ Канская опорная - Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатели, разъединители, ТТ	2023	ПАО «Россети Сибирь»
5	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ЛЭП транзита Канск - Тайшет с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
6	Установка на ПС 110 кВ Канская опорная АОПО ЛЭП транзита Канск - Тайшет с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ПАО «Россети Сибирь»
7	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Запад оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад -Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) на оборудование с большей пропускной способностью	Ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
8	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
9	Установка на ПС 110 кВ Юрты БСК мощностью 58 Мвар	58 Мвар	2023	ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Тайшет - Тулун				
10	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 25 Мвар	25 Мвар	2023	ОАО «РЖД»
11	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор оборудования: - ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук; - ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, раъединители, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
12	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (марку провода уточнить при проектировании)	ВЛ	2023	ОАО «ИЭСК»
13	Строительство ячейки выключателя в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет	Выключатели	2023	Мероприятие не включено в Протокол
14	Строительство двух ячеек выключателей в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор	Выключатели	2023	Мероприятие не включено в Протокол
15[2]	Замена провода (участки АС-185) ВЛ 110 кВ Тулун - Шеберта I, II цепь на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
16[3]	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС Замзор до отпайки на ПС 110 кВ Ук) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
17[3]	Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук (на участке от ПС Замзор до отпайки на ПС 110 кВ Ук) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
18[2]	Замена на ПС 500 кВ Тулун секционного выключателя ОРУ 110 кВ на выключатель с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатель	2023	ОАО «ИЭСК»
19	Замена на ПС 500 кВ Тулун ошиновки РУ 110 кВ на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «ИЭСК»
20	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха и ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
21[2]	Установка на ПС 500 кВ Тулун АОПО ВЛ 110 кВ Тулун - Шеберта I и II цепь с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
22	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (новая ВЛ) с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
23[2]	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО ВЛ 110 кВ Шеберта - Худоеланская с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
24[2]	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО ВЛ 110 кВ Шеберта - Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
25[4]	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск АОСН с реализацией УВ на включение БСК	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
26	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АЛАР ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (новая В Л)	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
27	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
28	Установка на ПС 110 кВ Замзор: - АОПО ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС У к с реализацией УВ на ОН; - АОПО ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тулун - Ново-Зиминская				
29	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Тулун до ПС 110 кВ Нюра ориентировочной протяженностью 2,5 км каждая (АС-240), демонтаж отпаек от В Л 110 кВ Тулюшка - Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун - Тулун с отпайками до ПС 110 кВ Нюра (1 км).	2х2,5 км	2023	ОАО «ИЭСК»
30	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Ново-Зиминская - Черемхово				
31	Размыкание ВЛ 110 кВ Солерудник - Ново-Зиминская с отпайками возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник - Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Достройка участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием новой одноцепной ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская № 3, протяженностью 2,5 км АС-185	2,5 км	2023	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
32	Установка на ПС 500 кВ Ново-Зиминская АОПО ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская I, II цепи и ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская № 3 с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
33	Замена на ПС 220 кВ Черемхово ТТ АТ-1, 2 по стороне 110 кВ на ТТ с большей допустимой токовой нагрузкой	ТТ	2022	ОАО «ИЭСК»
34	Замена в РУ 110 кВ ПС Черемхово оборудования на ВЛ 110 кВ Черемхово - Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово - Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон	Оборудование	2023	ОАО «ИЭСК»
35	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - ПС 220 кВ Ново-Ленино				
36	Реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I, II цепь	Провод	2023	ПАО «Корпорация «Иркут»
37	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино ошиновки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками на ошиновке с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «ИЭСК»
38	Переключение на ПС 220 кВ Ново-Ленино обмоток с 600/5 А на 1200/5 А ТТ ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками	ТТ	2023	ОАО «ИЭСК»
39	Замена провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная АС-185 на высокотемпературный Amsterdam, 15 км	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
40	Замена провода на участке цепи ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино АС-185 на высокотемпературный Amsterdam, 19 км	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
41	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I цепь и II цепь на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатели, разъединители, ТТ	2023	ПАО «Корпорация «Иркут»
42	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово - Слюдянка				
43	Замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2022	ОАО «ИЭСК»
44	Замена провода ВЛ 110 кВ Рассоха - Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг - Подкаменная, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2022	ОАО «ИЭСК»
45	Замена на ПС 220 кВ Шелехово шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг на разъединители с большей допустимой токовой нагрузкой	Разъединители	2022	ОАО «ИЭСК»
46	Замена на ПС 110 кВ Рассоха: - ошиновки ЛЭП и ошиновки секционного выключателя; - секционного выключателя; - ТТ ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатель, ТТ	2023	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
47	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Большой Луг ТТ и ошиновки на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	ТТ, ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
48	Замена на ПС 110 кВ Подкаменная ТТ и ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг - Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха - Подкаменная, а также ошиновки СШ 110 кВ на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	ТТ, ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
49	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ ПС 220 кВ БЦБК - ПС 220 кВ Мысовая				
50	Установка на ПС 220 кВ Шелехово АОПО ВЛ 220 кВ Шелехово - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
51	Установка на ПС 500 кВ Ключи АОПО ВЛ 220 кВ Ключи - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
52	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Тайшет - Опорная				
53[5]	Строительство ВЛ 110 кВ БЛПК - Опорная I и II цепь	ВЛ	2021	ОАО «ИЭСК»
54	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет ошиновки ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная - Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «ИЭСК»
55	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Восточная ошиновки В Л 110 кВ Тайшет-Восточная - Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
56	Установка на ПС 110 кВ МПС АОСН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
57	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
58	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ Опорная - Турма с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
59	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
60	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Тайшет-Восточная с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
61	Установка на ПС 110 Тайшет-Восточная БСК мощностью 40 Мвар	40 Мвар	2023	ОАО «РЖД»
62	Замена на ПС 110 кВ Турма ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
63	Замена провода (АС-185) ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на провод с большей пропускной способностью	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
64	Установка на ПС 110 кВ Огневка АОПО ВЛ 110 кВ Огневка - Чукша и ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
65	Установка на ПС 110 кВ Новочунка АОПО ВЛ 110 кВ Чуна тяговая - Новочунка I цепь с отпайкой на ПС Лесогорск и ВЛ ПО кВ Чуна тяговая - Новочунка II цепь с отпайкой на ПС	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	Лесогорск с реализацией УВ на ОН			
66	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ МПС - Опорная с отпайками с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
67	Установка на ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Огневка АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Гидростроитель - Коршуниха				
68	Установка на ПС 110 кВ Гидростроитель АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель - Зяба с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
69	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Черная - Коршуниха с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
70	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Видим - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024	ОАО «РЖД»
71	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024	ОАО «РЖД»
72	Установка на ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 220 кВ Речушка, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023-2024	ОАО «РЖД»
73	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежемская - Видим на ПС 220 кВ Речушка с образованием ВЛ 110 кВ Кежма - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка, АС-185, 2х0,1 км	2х0,1	2024	ОАО «ИЭСК»
74	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Коршуниха - Лена				
75	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая № 1 и № 2 с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2022-2023	ОАО «ИЭСК»
76	Установка БСК на ПС 110 кВ Ручей мощностью 15 Мвар	15 Мвар	2023	ОАО «РЖД»
77	Установка на ПС 110 кВ Ручей АОСН с реализацией УВ на включение БСК	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
78	Установка на ПС 110 кВ Хребтовая АОПО ВЛ 110 кВ Хребтовая - Семигорск с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
79	Строительство новой ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая №2 провод АС-150, 23 км	23 км	2023	ОАО «ИЭСК»
80	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	РУ	2023	ОАО «РЖД»
81	Установка на ПС 220 кВ Лена АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
82	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
Транзит 220 кВ Усть-Кут - Киренга - Северобайкальск - Новый Уоян - Таксимо				
83	Установка на ПС 500 кВ Усть-Кут: ЛАПНУ; АОСН 500 кВ (модернизация); АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут № 3; Комплекс телемеханики; ФОТ АТ1,АТ2	Устройства ПА	2023	ПАО «ФСК ЕЭС»
84	Установка на Усть-Илимской ГЭС АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3	Устройства ПА	2023	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация »

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
85	Установка на ПС 220 кВ Якурим комплекса телемеханики	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
86	Установка на ПС 220 кВ Сухой Лог АОПО ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Чертово Корыто	Устройства ПА	2023	ПАО «ФСК ЕЭС»
87	Установка на ПС 500 кВ Нижнеангарская: АОСН 500 кВ (модернизация); АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо	Устройства ПА	2023	ПАО «ФСК ЕЭС»
88	Установка на ПС 500 кВ Таксимо: АОСН 500 кВ; АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Таксимо	Устройства ПА	2023	ПАО «ФСК ЕЭС»
89	Установка на ПС 220 кВ Новый Уоян АОПО ВЛ 220 кВ Нижнеангарская - Новый Уоян I цепь, II цепь	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
90	Установка УПАСК и ФОЛ на ПС на участках транзитов Усть-Кут - Пеледуй, Усть-Кут - Таксимо, Пеледуй - Таксимо	Устройства ПА	2023	ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Транснефть», АО «Витимэнерго», ОАО «РЖД»
91	Установка АЧР и УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»

[1] - протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр

[2] - в соответствии с выводами ТЭО «Оценка возможности реализации титула строительства «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» инв. № 192/ЗЭС-ОВР проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» (далее – ТЭО)» для варианта реконструкции ПС 500 кВ Тулун с заменой АТ-1, 2 220/110 кВ выполнение мероприятий не требуется

[3] - в соответствии с выводами ТЭО для варианта реконструкции ПС 500 кВ Тулун с заменой АТ-1, 2 220/110 кВ требуется замена провода на всём протяжении ВЛ

[4] - в соответствии с выводами ТЭО для варианта реконструкции ПС 500 кВ Тулун с заменой АТ-1, 2 220/110 кВ дополнительно требуется реализация УВ на ОН

[5] - мероприятие выполнено в 2021г, но не введено в эксплуатацию

Таблица 1.5.4. Перечень мероприятий, реализация которых требуется в соответствии с выводами согласованного ТЭО для варианта реконструкции ПС 500 кВ Тулун» заменить на «Перечень мероприятий, реализация которых требуется в соответствии с выводами согласованного ТЭО для варианта реконструкции ПС 500 кВ Тулун с заменой АТ-1, 2 220/110 кВ 125 МВА и 120 МВА на 200 МВА вместо установки АТ-3 500/110 кВ 400 МВА

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
1	Замена на ПС 500 кВ Тулун АТ-1,2 220/110/10 кВ 125 МВА и 120 МВА на 2х200 МВА	2х200 МВА	2022-2023	ОАО «ИЭСК»
2	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 25 Мвар	25 Мвар	2023	ОАО «РЖД»
3	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор оборудования: – ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук; – ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
4	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (марку провода уточнить при проектировании)	ВЛ	2023	ОАО «ИЭСК»
5	Строительство ячейки выключателя в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет	Выключатели	2023	ОАО «ИЭСК»
6	Строительство двух ячеек выключателей в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор	Выключатели	2023	ОАО «ИЭСК»
7	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
8	Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
9	Замена на ПС 500 кВ Тулун ошиновки РУ 110 кВ, Замена провода ошиновок присоединений ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I, II цепь с отпайками с большей допустимой токовой нагрузкой с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «ИЭСК»
10	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха и ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
11	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет – Замзор № 2 (новая ВЛ) с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
12	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
13	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АЛАР ВЛ 110 кВ Тайшет – Замзор № 2 (новая ВЛ)	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
14	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
15	Установка на ПС 110 кВ Замзор: – АОПО ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с реализацией УВ на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
16	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет оборудования: – ошиновки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха; – ошиновки, разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, разъединитель	2023	ОАО «ИЭСК»
17	Замена провода ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
18	Замена провода ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»
19	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск оборудования: – ошиновки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ; – ошиновки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «РЖД»
20	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ВРЗ ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ в ячейке СВ-110 на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, разъединитель, ТТ, выключатель	2023	ОАО «РЖД»
21	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водопад ошиновки, ТТ в ячейке СВ-110 на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, ТТ	2023	ОАО «ИЭСК»
22	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Куйтун ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023	ОАО «ИЭСК»
23	Установка на Братском ПП 500 кВ АОПО ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233) с УВ на ОН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)
24	Модернизация АОПО 1АТ, 2АТ, 3АТ ПС 500 кВ Тайшет с реализацией УВ на ОН на ПС транзита 110 кВ Тайшет – Тулун	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)
25	Установка на ПС 110 кВ Худоеланская АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «РЖД»
26	Установка на ПС 500 кВ Тулун АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК»
27	Установка на ПС 500 кВ Ново-Зиминская АОПО АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Ново-Зиминская с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)
28	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тулун проводов 1СШ 110 кВ и 2 СШ 110 кВ на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023	ОАО «ИЭСК»

3.6. Основные показатели электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период до 2027 года

В настоящем разделе проведена оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области на период 2021-2027 гг, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей. Приведен прогноз таких показателей работы электросетевой инфраструктуры, как потери электроэнергии, недоотпуск электроэнергии потребителям, аварийность, износ оборудования, а также полезный отпуск электроэнергии потребителям. Значения показателей работы инфраструктуры за 2021 г. и прогнозные значения указанных показателей приведены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1. Прогноз показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2021-2027 гг.

№ п/п	Показатель	2021 г. (факт)	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Уровень потерь электроэнергии (%)	5,66	5,67	5,68	5,69	5,70	5,71	5,72
2	Величина недоотпуска электроэнергии (млн. кВт·ч)	3,22	3,45	3,68	3,74	3,81	3,85	3,90
3	Количество аварий (шт.)	245	249	253	257	261	265	269
4	Износ оборудования (%)	73,00	73,42	73,85	74,28	74,71	75,14	75,58
5	Отпуск электроэнергии из сетей ТСО (млрд кВт·ч)	56,93	60,85	64,79	65,79	66,76	67,45	68,22

Прогноз таких показателей, как уровень потерь электроэнергии, величина недоотпуска электроэнергии, аварийность и износ оборудования составлен на основе анализа работы энергосистемы за прошедшие 5 лет по данным, предоставленным собственниками электросетевого хозяйства, а также с учетом тенденций изменения этих показателей (рисунок 1.6.1).

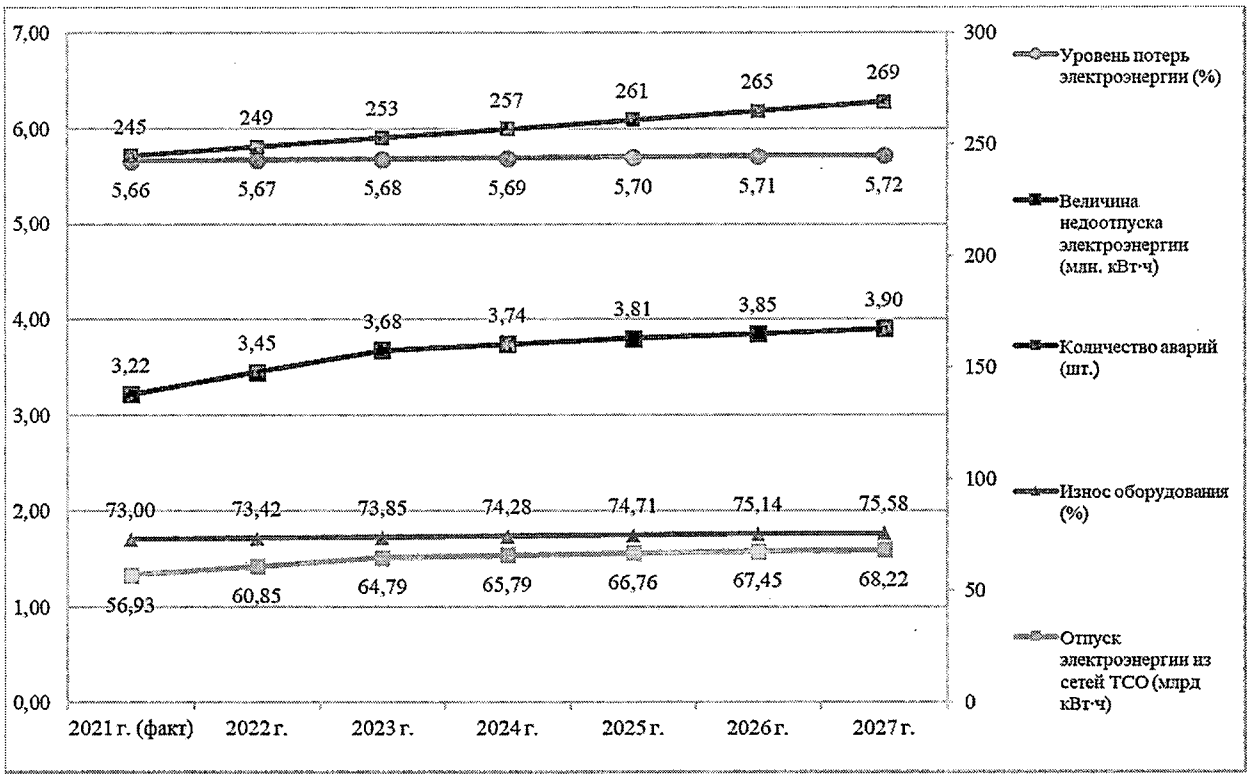


Рисунок 1.6.1. Динамика изменения показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2021-2027 гг.

Необходимо констатировать, что в перспективе до 2027 г. прогнозируется значительный рост количества аварий, величины недоотпуска и уровня потерь электроэнергии вследствие износа оборудования при росте величины отпуска электроэнергии.

3.7. Анализ прогнозного баланса тепловой энергии с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

В настоящее время одной из приоритетных задач развития топливно-энергетического комплекса, в том числе теплоэнергетики, является снижение потребления энергоресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий, обозначенных в подрпрограмме «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории Иркутской области» государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы. утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 года № 915-пп.

В связи с этим в перспективном прогнозе потребления тепловой энергии учитывается энергосберегающий эффект при реализации мероприятий по энергосбережению для существующих объектов теплопотребления при их развитии.

Обеспечение населения качественными жилищно-коммунальными услугами возможно только при условии значительных капитальных вложений в модернизацию объектов коммунальной инфраструктуры.

Реализация даже части всего энергосберегающего потенциала позволит сократить ввод необходимых новых тепловых мощностей, а также снизить финансовую нагрузку на бюджет области и населения.

В таблице 1.7.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2022-2027 гг.

Таблица 1.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Полезное потребление, в т.ч.:	**37,70**	**38,20**	**38,60**	**39,00**	**39,30**	**39,70**
жилищно-коммунальное хозяйство:	14,30	14,60	14,80	15,00	15,00	15,20
население	11,70	11,90	12,10	12,20	12,30	12,50
коммунально-бытовые нужды	2,60	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
промышленность	18,50	18,70	18,80	19,00	19,20	19,30
прочие потребители	4,90	4,90	5,00	5,10	5,10	5,20
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	0,60	0,50	0,40	0,40	0,30	0,40
Среднегодовые темпы прироста, %	-	1,30	1,00	1,10	0,70	1,01

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2027 г. увеличится по сравнению с 2022 г. на 5,3% (рисунок 1.7.1).

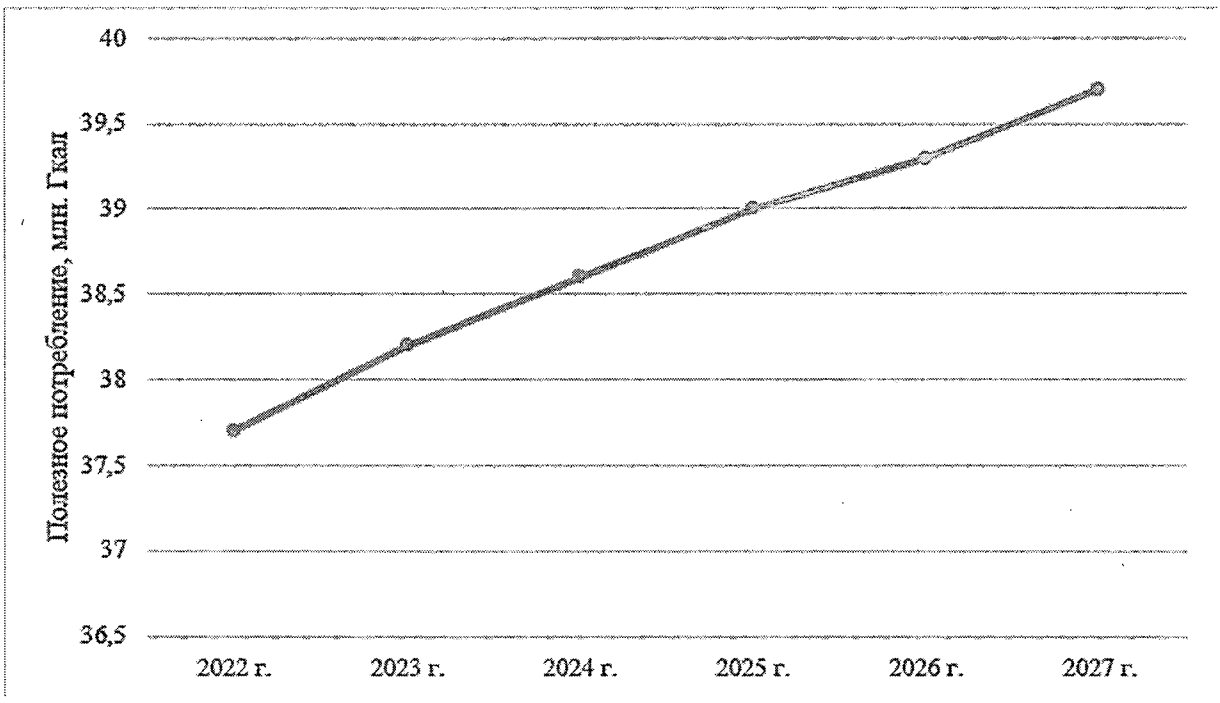


Рисунок 1.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2027 г. определялось исходя из долговременного прогноза численности населения области, предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение.

В связи с незначительным ростом населения потребление тепловой энергии в этом секторе будет увеличиваться за счет строительства нового жилья и объектов социальной культуры.

Рост теплопотребления в промышленном секторе к 2027 г. составит 4,3%.

Прирост потребления тепловой энергии предполагается в ключевых отраслях промышленности: нефтехимический сектор, переработка леса и другие.

Основная доля потребления тепловой энергии приходится на 9 основных городов Иркутской области: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Динамика полезного теплопотребления по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2027 года представлена в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2. Прогноз полезного теплопотребления в крупных городах Иркутской области на период до 2027 года, млн. Гкал

Год	По городам всего				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2022	27,38	4,37	8,88	14,13	2022	6,36	1,89	3,05	1,42
2023	27,68	4,48	8,94	14,26	2023	6,47	1,95	3,05	1,47
2024	27,80	4,53	8,98	14,29	2024	6,50	1,97	3,05	1,48
2025	27,94	4,56	9,04	14,34	2025	6,56	1,99	3,08	1,49
2026	28,10	4,61	9,09	14,40	2026	6,64	2,02	3,11	1,51
2027	28,22	4,64	9,15	14,43	2027	6,70	2,02	3,15	1,53
Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2022	0,65	0,07	0,28	0,30	2022	6,22	0,92	1,82	3,48
2023	0,65	0,07	0,28	0,30	2023	6,29	0,96	1,84	3,49
2024	0,65	0,07	0,28	0,30	2024	6,33	0,98	1,86	3,49
2025	0,67	0,07	0,29	0,31	2025	6,37	0,99	1,87	3,51
2026	0,67	0,07	0,29	0,31	2026	6,41	1,01	1,89	3,51
2027	0,67	0,07	0,29	0,31	2027	6,44	1,02	1,90	3,52
Год	Усть-Илимск				Год	Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2022	5,08	0,29	0,47	4,32	2022	0,94	0,15	0,64	0,15
2023	5,12	0,29	0,49	4,34	2023	0,97	0,15	0,65	0,17
2024	5,15	0,29	0,51	4,35	2024	0,97	0,15	0,65	0,17
2025	5,16	0,29	0,51	4,36	2025	0,97	0,15	0,65	0,17
2026	5,18	0,29	0,51	4,38	2026	0,97	0,15	0,65	0,17
2027	5,19	0,3	0,51	4,38	2027	0,97	0,15	0,65	0,17
Год	Железногорск-Илимский				Год	Саянск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2022	0,58	0,13	0,26	0,19	2022	1,61	0,20	0,60	0,81
2023	0,59	0,13	0,26	0,20	2023	1,61	0,20	0,60	0,81
2024	0,59	0,13	0,26	0,20	2024	1,61	0,20	0,60	0,81
2025	0,60	0,13	0,27	0,20	2025	1,61	0,20	0,60	0,81
2026	0,60	0,13	0,27	0,20	2026	1,61	0,20	0,60	0,81
2027	0,60	0,13	0,27	0,20	2027	1,61	0,20	0,60	0,81
Год	Братск				Год	Черемхово			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2022	5,55	0,67	1,58	3,30	2022	0,39	0,05	0,18	0,16
2023	5,58	0,68	1,58	3,32	2023	0,40	0,05	0,19	0,16
2024	5,60	0,69	1,58	3,33	2024	0,40	0,05	0,19	0,16
2025	5,60	0,69	1,58	3,33	2025	0,40	0,05	0,19	0,16
2026	5,62	0,69	1,58	3,35	2026	0,40	0,05	0,19	0,16
2027	5,64	0,70	1,59	3,35	2027	0,40	0,05	0,19	0,16

Наиболее теплоемкими городами Иркутской области являются Иркутск, Ангарск, Братск и Усть-Илимск, что связано с расположением в них крупных теплопотребляющих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленностей.

Прогноз потребления тепловой энергии крупных муниципальных образований представлен в таблице 1.7.3.

Таблица 1.7.3. Прогноз потребления тепловой энергии до 2027 г.

Наименование муниципального образования	**Присоединенная нагрузка, Гкал/ч**					
	2022	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
г. Иркутск	**2716,30**	**2741,30**	**2766,20**	**2791,20**	**2824,20**	**2857,2**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1876,60	1932,60	1965,40	1977,00	2002,90	**2028,8**
прочие котельные	839,70	808,60	800,80	814,20	821,30	828,4
г. Ангарск (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	**2372,40**	**2381,30**	**2391,10**	**2402,50**	**2421,70**	**2440,90**
г. Братск	**1307,00**	**1311,60**	**1316,10**	**1317,70**	**1342,40**	**1367,10**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1197,60	1202,20	1206,80	1208,30	1233,00	1257,7
прочие котельные	109,40	109,40	109,40	109,40	109,40	109,4
г. Усть-Илимск	**948,70**	**950,70**	**952,60**	**954,50**	**956,50**	**958,50**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	947,60	949,50	951,40	953,40	955,30	957,20
прочие котельные	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,30
г. Зима, г. Саянск	**494,40**	**506,00**	**517,50**	**517,50**	**517,50**	**517,50**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	463,40	474,90	486,50	486,50	486,50	486,50
прочие котельные	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
г. Усолье-Сибирское ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	**408,40**	**408,70**	**408,70**	**408,70**	**408,70**	**408,70**
г. Шелехов (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	**280,60**	**285,90**	**291,20**	**296,40**	**302,10**	**307,80**
г. Железногорск-Илимский (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	**191,20**	**195,70**	**200,20**	**204,70**	**209,50**	**214,3**
г. Черемхово	**148,90**	**149,60**	**149,70**	**149,70**	**149,70**	**149,70**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	139,20	140,90	141,00	141,00	141,00	141,00
прочие котельные	9,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
г. Усть-Кут	**154,90**	**152,00**	**151,50**	**194,00**	**194,00**	**194,00**

г. Тулун	**82,60**	**83,30**	**84,00**	**84,60**	**85,40**	**85,50**
г. Байкальск (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»)	**156,00**	**150,90**	**150,90**	**150,90**	**150,90**	**150,90**
г. Тайшет	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**
г. Слюдянка	**57,50**	**58,50**	**59,40**	**60,30**	**61,30**	**62,20**
г. Вихоревка	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**
г. Бодайбо	**57,00**	**59,30**	**61,50**	**63,80**	**66,40**	**67,40**
г. Свирск	**49,60**	**49,80**	**49,80**	**49,80**	**49,80**	**49,8**
г. Нижнеудинск	**50,70**	**52,30**	**53,80**	**55,40**	**57,10**	**57,10**
г. Киренск	**40,70**	**40,70**	**40,70**	**40,70**	**40,70**	**40,70**
п. Усть-Ордынский	**20,90**	**20,90**	**20,90**	**20,90**	**20,90**	**20,90**
ВСЕГО	**9656,10**	**9716,40**	**9784,10**	**9881,70**	**9977,20**	**10068,4**

Таблица 1.7.4. Перспективное теплопотребление наиболее крупными промышленными потребителями, тыс. Гкал

Наименование предприятия	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**	**2025 г.**	**2026 г.**	**2027 г.**
АО «Группа Илим» г. Братск	5231,81	5231,81	5231,81	5231,81	5231,81	5240,84
АО «Саянскхимпласт»	912,50	912,50	912,50	912,50	912,50	912,50
АО «Востибуголь»	73,20	73,20	73,20	73,20	73,20	73,20
АО «Русал»	313,04	313,04	313,04	313,04	313,04	313,04
ИАЗ ПАО «Корпорация Иркут»	561,90	570,08	580,42	591,50	608,09	621,44
ПАО «Коршуновский ГОК»	163,81	151,24	151,70	151,48	149,70	151,25
АО «Иркутсккабель»	62,76	63,07	63,39	63,71	64,02	64,34
АО «АНХК»	3505,80	4015,90	3818,20	3968,90	3818,20	3818,20
АО «АЭХК»	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	119,00

В соответствии с представленными исходными данными по наиболее крупным промышленным предприятиям, каких-либо существенных изменений в части потребления тепловой энергии не предполагается, за исключением АО «АНХК» и ИАЗ ПАО «Корпорация Иркут».

3.8. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период до 2027 гг.

На основании прогнозных данных предприятий энергетики, объемов производства тепловой и электрической энергии составлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний и по области в целом.

Таблица 1.8.1 Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний по Иркутской области на период 2022-2027 гг., в тыс. т.у.т.

Категория	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
ЭС и котельные ООО «Байкальская энергетическая компания»	**6348,54**	6428,40	6428,40	6428,40	6428,40	6428,40
уголь	6321,84	6400,00	6400,00	6400,00	6400,00	6400,00
мазут	8,66	9,10	9,10	9,10	9,10	9,10
природный газ	15,48	15,80	15,80	15,80	15,80	15,80
прочее твердое топливо	2,56	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Категория	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ЭС пром. предприятий и розничного рынка, всего	**1710,00**	**1710,00**	**1710,00**	**1710,00**	**1710,00**	**1710,00**
уголь	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
мазут	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
прочее твердое топливо	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00
Котельные, всего	**1479,00**	**1483,00**	**1491,00**	**1496,00**	**1543,00**	**1590,00**
уголь	1048,00	1046,00	1047,00	1048,00	1049,00	1050,00
мазут	112,00	111,00	106,00	106,00	106,00	106,00
природный газ	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
прочее твердое топливо	311,00	319,00	331,00	335,00	381,00	426
Итого по Иркутской области	9537,54	9621,40	9629,40	9634,40	9681,40	9728,40
уголь	7419,84	7496,00	7497,00	7498,00	7499,00	7500,00
мазут	210,66	210,10	205,10	205,10	205,10	205,10
природный газ	23,48	23,80	23,80	23,08	23,80	23,80
прочее твердое топливо	1883,56	1892,50	1904,50	1908,50	1954,50	1999,50

3.9. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области № 485-рп от 12.10.2012 года утвержден график разработки и утверждения схем теплоснабжения органами местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области.

В соответствии с ним до конца 2013 года схемы теплоснабжения населенных пунктов должны были быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

Сведения о сроках действия и датах разработки/актуализации крупных населенных пунктов Иркутской области (с численностью населения более 9 тысяч человек) по состоянию на 01.01.2022г. представлены в таблице ниже.

Таблица 1.9.1. Данные о сроках разработки и актуализации схем теплоснабжения

Населенный пункт	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
Иркутск	2021	2033	Актуализированная редакция
Братск	2021	2030	Актуализированная

Населенный пункт	Год разработки или последней актуализации, год	Срок действия схемы теплоснабжения, год	Примечание
			редакция
Ангарск	2021	2031	Требуется актуализация
Усть-Илимск	2014	2028	Требуется актуализация
Усолье-Сибирское	2021	2028	Требуется актуализация
Черемхово	2019	2033	Требуется актуализация
Шелехов	2021	2032	Актуализированая редакция
Усть-Кут	2019	2025	Требуется актуализация
Тулун	2020	2028	Требуется актуализация
Саянск	2021	2032	Актуализированая редакция
Нижнеудинск	2014	2029	Требуется актуализация
Тайшет	2021	2030	Актуализированая редакция
Зима	2021	2032	Актуализированая редакция
Железногорск-Илимский	2020	2030	Актуализированая редакция
Вихоревка	2021	2032	Актуализированая редакция
Маркова	2020	2030	Актуализированая редакция
Слюдянка	2014	2028	Требуется актуализация
Чунский	2014	2029	Требуется актуализация
Усть-Ордынский	2017	2032	Требуется актуализация
Бодайбо	2017	2032	Требуется актуализация
Свирск	2020	2028	Актуализированая редакция
Байкальск	2018	2029	Требуется актуализация
Киренск	2020	2028	Актуализированая редакция
Хомутово	2019	2031	Требуется актуализация
Новая Игирма	2013	2027	Требуется актуализация
Залари	2018	2029	Требуется актуализация
Куйтун	2012	2027	Требуется актуализация

Анализ выполненных схем теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области показал, что все крупные населенные пункты имеют действующую схем теплоснабжения. При этом, большинство из них требуют оперативной актуализации.

На основании данных схем теплоснабжения и представленных инвестиционных программ теплоснабжающих организаций составлен список основных крупных городов с указанием новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных.

Таблица 1.9.2. Планы по строительству, расширению/реконструкции ТЭЦ и крупных котельных.

Наименование муниципального образования	**Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных**
г. Иркутск	Мероприятия по модернизации генерирующих объектов приведены в Перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 2 августа 2019 г. № 1713-р. **ТГ-3 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-2, барабанного типа паропроизводительностью 420 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. 2) Сопутствующее мероприятие: Замена существующего золоулавливающего оборудования на новые электрофильтры для котлоагрегата, станционный номер К-2, барабанного типа паропроизводительностью 420 тонн/час. Строительство помещения разгрузочного устройства с инженерными системами и разгрузочным оборудованием. **ТГ-6 (60 МВт) Иркутской ТЭЦ-9** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-6, барабанного типа паропроизводительностью 420 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. **ТГ-2 (150 МВТ) Иркутская ТЭЦ-10** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-4, прямоточного типа паропроизводительностью 270 тонн/час: пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. 2) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора с увеличением номинальной активной мощности со 150 до 160 МВт для конденсационной паровой турбины, станционный номер ТГ-2, установленной мощностью 150 МВт. **ТГ-7 (150 МВт) Иркутская ТЭЦ-10** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-13, прямоточного типа паропроизводительностью 270 тонн/час: пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата;

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
	перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. 2) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора с увеличением номинальной активной мощности со 150 до 160 МВт для конденсационной паровой турбины, станционный номер ТГ-7, установленной мощностью 150 МВт. **ТГ-8 (150 МВт) Иркутская ТЭЦ-10** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-16, прямоточного типа паропроизводительностью 270 тонн/час: пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. 2) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора с увеличением номинальной активной мощности со 150 до 160 МВт для конденсационной паровой турбины, станционный номер ТГ-8, установленной мощностью 150 МВт. **ТГ-3 (50 МВт) Иркутской ТЭЦ-11** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-3, барабанного типа паропроизводительностью 210 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата, без изменения паропроизводительности. **ТГ-1 (65 МВт) Иркутская ТЭЦ-6** 1) Основное мероприятие: Замена цилиндра высокого давления теплофикационной паровой турбины, станционный номер ТГ-1, с увеличением установленной мощности с 60 до 65 МВт 2) Сопутствующее мероприятие: Замена топочного экрана котлоагрегата, станционный номер К-3, барабанного типа, паропроизводительностью 320 тонн/час. Мероприятия по модернизации генерирующих объектов приведены в Перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 7 февраля 2020 г. № 232-р. **ТГ-4 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-1, барабанного типа с увеличением производительности с 420 до 450 т/ч: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочный экран котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата. 2) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора для теплофикационой паровой турбины станционный номер ТГ-4 установленной мощностью 175 МВт;

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
	ТГ-3 (110 МВт) Усть-Илимская ТЭЦ 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер К-1, барабанного типа паропроизводительностью 420 т/ч (без изменения паропроизводительности): барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочные экраны котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата. 2) Сопутствующее мероприятие: Замена существующего золоулавлиющего оборудования на новые электрофильтры для котлоагрегата станционный номер К-1 барабанного типа паропроизводительностью 420 т/ч. **ТГ-5 (150 МВт) Иркутская ТЭЦ-10** 1) Основное мероприятие: Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата, станционный номер 10, прямоточного типа паропроизводительностью 270 т/ч (без изменения паропроизводительности): барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочные экраны котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата. 2) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора для конденсационной паровой турбины станционный номер ТГ-5 установленной мощностью 150 МВт. Мероприятия по модернизации генерирующих объектов приведены в Перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов, утвержденном распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 февраля 2021 г. № 265-р. **ТГ-4 (150 МВт) Иркутская ТЭЦ-10** 1) Основное мероприятие: Комплексная замена конденсационной паровой турбины, станционный номер Блок-4, установленной мощностью 150 МВт на конденсационную паровую турбину, станционный номер ТГ-4, без изменения установленной мощности. Увеличение зоны действия источников тепловой энергии путем включения в нее зон действия существующих котельных планируется на следующих источниках: 1) Ново-Иркутская ТЭЦ: переключение нагрузок, выводимых из эксплуатации угольных и мазутных котельных АО «Байкалэнерго» и МУП «ТЭСИ». 2) Котельная ул. Полярная 97 МУП «ТЭСИ»: переключение нагрузок котельных АО «Байкалэнерго» ул. Шахтерская 22 и ул. Воровского 18а. Помимо вышеперечисленных источников планируется ряд мероприятий на существующих котельных, зона действия которых будет расширяться за счет подключения новых потребителей либо будет сохраняться без изменений на весь срок действия схемы теплоснабжения.
г. Черемхово	На котельной по ул. Свердлова, 25 предлагается реконструкция с расширением на один котел типа КВм-1,74 номинальной производительностью 1,51 Гкал/ч.

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
г. Байкальск	Планируется реконструкция теплоисточника Промплощадки с установкой котлов мощностью 60 Гкал/ч и дополнительных котлов до 20 Гкал/ч, а также планируется строительство теплоисточника в м-не Южный с мощностью 30 Гкал/ч с последующим расширением на 20 Гкал/ч.
г. Усть-Кут	Планируется строительство новых и расширение старых источников тепловой энергии: Вариант №1 Строительство котельной «Бирюсинка Новая» мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной «Курорт Новая» мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной «РЭБ» с увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 70,51 Гкал/ч; Реконструкция котельной «Лена» с установкой котлов; Вариант №2 Строительство котельной «Бирюсинка Новая» мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной «Курорт Новая» мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной «РЭБ» с увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 53,32 Гкал/ч; Строительство новой котельной «ИНК» с мощностью 25,8 Гкал/ч; Реконструкция котельных «Паниха» и «Лена» с установкой новых котлов.
г. Киренск	Планируется объединение близкорасположенных систем теплоснабжения с реконструкцией: Котельные №14, «ДС», №2 объединить на базе котельной №14. Котельные №13, №12, №11 на базе котельной №13. Строительство новой котельной в м-к «Балахня»; объединение котельных №5, 6 на базе котельной №6 с расширением мощности; Объединение котельной м-н Аэропорт и №15 на базе котельной №15.
г. Нижнеудинск	Планируется: - строительство новой котельной «Южная» мощностью 7,7 Гкал/ч; - реконструкция котельной школы №1 с расширением мощности на 0,7 Гкал/ч; - реконструкция котельной участок №5 (НСФ).

В городах Братск, Зима, Саянск, Усть-Илимск, Ангарск, Шелехов, Усолье-Сибирское, Железногорск-Илимский, Свирск, Бодайбо, Вихоревка, Тулун, Слюдянка, Тайшет и п. Усть-Ордынский строительство новых источников тепловой энергии и расширения мощности старых не планируется.

3.10. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

В соответствии с корректировкой Генеральной схемы газификации и газоснабжения Иркутской области на ее территории предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе возможно развитие газовой энергетики.

Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает возможным реализацию крупного энергетического проекта, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в Иркутской области.

Этот проект направлен на строительство газовой электростанции в районе г. Усть-Кута. В соответствии с перечнем объектов, представленном ранее в разделе 4.4., в Иркутской области не планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии и парогазовых технологий.

Для г. Усть-Кута в случае подачи газа в город возможна реализация нескольких вариантов развития систем централизованного теплоснабжения:

- установка блочных модульных котельных в центральной части города и автономных газовых источников в районах неблагоустроенного сектора;
- использование блочных модульных котельных с дополнительным размещением Мини-ТЭЦ.

Согласно Схеме теплоснабжения г. Усть-Кута, суммарная тепловая нагрузка к 2026 году может составить более 180 Гкал/ч. При этом предусмотрен вариант развития с учетом подачи газа в перспективе и перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово), оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, увеличению доли когенерационного производства энергии в регионе на базе эффективных и экологичных газовых и парогазовых технологий. При этом перевод на газ действующих ТЭЦ связан с ограничивающими факторами (значительные инвестиции в модернизацию ТЭЦ, межтопливная конкуренция с местными углями). Поиск необходимых механизмов по компенсации/сглаживанию этих факторов должен проходить в рамках совместных рабочих групп поставщиков, потребителей газа и региональных властей.

Окончательный оптимальный вариант повышения надежности теплоснабжения потребителей города Усть-Кут должен определяться в рамках технико-экономического сравнения затрат сооружения источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла, а также альтернативных вариантов сооружения котельных с учетом мероприятий по электросетевому строительству, предусмотренному в проекте СиПР ЕЭС 2021-2027.

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появится возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. В данном случае возможен как перевод существующих энергоисточников на газ, так и строительство новых. При этом перевод ТЭЦ на газовое топливо следует рассматривать в среднесрочной перспективе.

Основные эффекты, достигаемые при использовании газа в качестве топлива, заключаются в следующем:

- улучшение экологических показателей;
- снижение выбросов парниковых газов, в том числе CO2;
- решение проблем с наполняемостью золоотвалов ТЭЦ и утилизации золошлаковых отходов.

В зоне южной газификации расположены 7 ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»: Ново-Иркутская ТЭЦ, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ.

Основным топливом этих станций является бурый и каменный уголь разрезов Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский. В год потребление составляет более 7,5 млн. тонн натурального топлива. При существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

Таким образом, основным сдерживающим фактором использования газа в энергетики региона является топливная конкуренция со сравнительно недорогими местными углями. Экономически целесообразная цена газа по результатам предварительного исследования должна быть ниже средних цен на газ в соседних регионах. Это связано в первую очередь со значительными инвестициями в реконструкцию ТЭЦ при переводе на газ.

Для обеспечения экономической целесообразности проведения мероприятий по переходу к газовой энергетике как для поставщиков газа, так и для энергетических компаний, необходима координация между ними и государственной властью, в частности по привлечению дополнительных источников финансирования (государственные субсидии, налоговые льготы), пересмотру правил и методов определения тарифа на тепловую энергию с целью обеспечения и повышения рентабельности действующих ТЭЦ; поставке на объекты энергетики газа после газохимической переработки с соответствующим понижением стоимости газа.

Одним из путей развития газовой теплоэнергетики является внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройкой энергоблоков газотурбинными установками.

Объединение ГТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов на ГТУ, как и непосредственную установку дорогостоящих ГТУ, что требует высоких капиталовложений, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок. По результатам укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, сделаны выводы об экономической нецелесообразности проведения модернизации действующих ТЭЦ с их переводом на парогазовый цикл путем надстройки ГТУ. Капиталовложения на перевод котлов для сжигания природного газа составляют не менее 2,5–3 млн. руб./(Гкал/ч), при этом капиталовложения в надстройку ГТУ по различным оценкам составляют от 750 до 850 тыс. долл./МВт.

Перевод угольных ТЭЦ на газ кроме положительного влияния на проект газификации региона и решения вопросов экологии способен привести к отрицательным последствиям, связанными с потерями в угольной отрасли, в частности, закрытием прибыльных разрезов, сокращениями на угольных предприятиях и на ТЭЦ при переходе на газ, и другими последствиями. Кроме того, переход существующих ТЭЦ на газ может привести к повышению тарифов на тепловую и электрическую энергию. В рамках проработки вопросов газификации региона целесообразно предусмотреть комплекс мероприятий, предотвращающих негативные последствия.

Использование газа в энергетике возможно при создании новых мощностей. Однако, учитывая текущую оценку баланса потребления и производства электроэнергии, наличие резервов угольной генерации и недорогих мероприятий по их развитию, необходимость в новых газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта СиПР 2023-2027 отсутствует.

Максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ может быть определен после завершения проекта по переводу

угольных ТЭЦ на газ при выполнении соответствующих технико-экономических обоснований.

В настоящее время, возможный перевод крупных котельных в режим ПГУ не рационален по следующим соображениям:

- Необходимость перераспределения лимитов газа на ТЭЦ при отказе от угля.
- Стесненность компоновки площадок котельных в городской черте.
- Потенциальное снижение надежности и маневренности в случае возможных аварийных ситуаций.
- Отсутствие ремонтной базы и персонала соответствующей квалификации для небольших муниципальных образований.
- Отсутствие дефицита электрической мощности в зонах действия крупных котельных.

Рекомендуется рассмотреть данный вопрос в рамках разработки схем теплоснабжения крупнейших муниципальных образований с учетом фактических лимитов газа, компоновок площадок, решений по выдаче электрической мощности.

ООО «ВитимЭнерго» представлен проект бюджетной эффективности перевода дизельной электростанции, расположенной в с. Ербогачен Катангского района Иркутской области, с дизельного топлива на местное топливо (нефтетопливо) с возможностью параллельной выработки тепла по средствам когенерации, а также с применением в качестве дополнительного источника электроэнергии - солнечной электростанции.

Основная цель проекта – снижение затрат на выработку электрической и параллельно тепловой энергии, и как следствие, достижение существенной экономии бюджетных средств, выделяемых Министерством жилищной политики и энергетики Иркутской области в виде субсидии. Предпосылками к разработке данного проекта послужили:

высокий тариф на электрическую энергию – 28,62 руб/кВт*ч – более, чем в 10 раз выше средневзевешенного тарифа по Иркусткой области;

значительная бюджетная загрузка по субсидированию выработки электроэнергии и тепла;

физический и моральный износ установок ДЭС;

отсутствие резервных мощностей по выработке электроэнергии;

отсутствие параллельной выработки тепловой энергии на ДЭС;

низкий уровень надеждности электроснабжения и качества электроэнергии.

План мероприятий по проекту следующий:

Строительство новой ДЭС, использующей в качестве основного топлива сырую нефть. Суммарная мощность станции 9 МВт;

Строительство солнечной электростанции на базе фотоэлектрических преобразователей общей мощностью сетевых инверторов 1,1 МВт;

Технологическое присоединение к имеющимся линиям;

Строительство теплотрассы с технологическим подключением к существующим сетям.

Общая стоимость объектов генерации с учетом проектных работ, изысканий и технологических присоединений оценивается в 570 540 тыс. рублей.

Бюджетная эффективность в результате совокупного эффекта от замены вида топлива, совмещенной выработки электрической и солнечной электростанции составит в 2022 году 119, 949 млн.рублей или около 1,2 млрд. руб. за последующий 7-летний период с момента окупаемости проекта (2026-2032г.). Срок окупаемости вложенных инвестиций – 4 года.

Бюджетная эффективность в результате экономии нефти при параллельной выработке тепла по средствам когенерации составит 29,018 млн. руб. в 2022 году или около 279,4 млн. руб. за последующий 7-летний период с момента окупаемости проекта (2026-2032г.

Совокупная бюджетная эффективность всего проекта составит в 2022 году 148,9 млн.руб. или 1,441 млрд.рублей за последующий 7-летний период с момента завершения окупаемости проекта.

Реализация проекта показывает бюджетную эффективность по двум направлениям:

1. Бюджетная эффективность в результате совокупного эффекта от замены вида топлива, совмещенной выработки электрической энергии с использованием солнечной электростанции;
2. Бюджетная эффективность в результате экономии нефти при параллельной выработке тепла по средства когенерации. Во время выработки электроэнергии осуществляется параллельная выработка тепла по средствам когенерации.

В г. Братске около 100 домовладений частного сектора стали участниками пилотного проекта по переходу на электроотопление вместо отопления углем в феврале 2021 года. Жители установили электрооборудование, добровольно отказавшись от использования угля, в ответ им обеспечена техническая возможность подключения к электросетям и сниженный тариф на отопительный период. Перевод домовладений на электроотпление способствует реализации национального проекта «Чистый воздух».

3.11. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Иркутской области на 5-летний период

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск, Иркутск, Саянск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Черемхово, Шелехов) действуют теплофикационные системы с одной или несколькими ТЭЦ.

Наиболее крупные из них, действуют в Иркутске, Ангарске, Братске, Усть-Илимске, Усолье-Сибирском и Саянске. Они имеют развитые тепловые сети с радиусами теплоснабжения (расстояние по трассе от источника до конечного потребителя) до 15 км и с диаметрами головных магистралей до 1200 мм.

Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

Общая протяженность тепловых сетей в Иркутской области составляет около 4 тыс.км в двухтрубном исчислении.

Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, достигает 35%, из которых более 670 км являются ветхими.

Почти половина тепловых сетей области (46%) принадлежит ООО «Байкальская энергетическая компания», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово.

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, когда наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией.

Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к ее сверхнормативным потерям и перерасходам.

В таблице 1.11.1 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» на перспективу до 2027 годы.

Таблица 1.11.1. Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» на период 2021–2026 гг.

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
г. Иркутск								
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии								
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Административное здание» на границе земельного участка заявителя ООО «Металл-Транзит».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,104	2,86	2,86	-	-	-
	Протяженность	м	100					
	Диаметр	мм	50					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиница» на границе земельного участка заявителя ООО «Глобал строй инвест»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,58527	0,14	0,14	-	-	-
	Протяженность	м	5					
	Диаметр	мм	50					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирный жилой дом» на границе участка заявителя ООО «Танар».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,4022	0,14	0,14	-	-	-
	Протяженность	м	5					
	Диаметр	мм	50					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителя Комитет по управлению муниц. имуществом администрации г. Иркутска.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15	1,29	1,29	-	-	-
	Протяженность	м	45					
	Диаметр	мм	50					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Учебный корпус» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по кап.строительству - Дирекции по строительству сетей	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,371	2,29	2,29	-	-	-
	Протяженность	м	80					
	Диаметр	мм	50					
	Тип прокладки	подземная, канальная						

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
связи - филиала ПАО»РЖД»								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «здание суда» на границе земельного участка заявителя Арбитражный суд Иркутской области.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,2571	8,68	8,68	-	-	-
	Протяженность	м	201					
	Диаметр	мм	80					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Среднеэтажная жилая застройка» на границе участка заявителя ООО «Кси-строй».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,946	0,26	0,26	-	-	-
	Протяженность	м	5					
	Диаметр	мм	80					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Филиал поликлиники ОГАУЗ «ИГКБ №1»« на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,585	1,47	1,47	-	-	-
	Протяженность	м	30					
	Диаметр	мм	125					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя АО ФСК «Новый город». Имеются выданные условия на подключение №120 от 30.08.2018г.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,849	14,06	14,06	-	-	-
	Протяженность	м	270					
	Диаметр	мм	150					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП). Блок №5.» на границе участка заявителя Вост.- Сиб.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,245	0,33	0,33	-	-	-
	Протяженность	м	5					
	Диаметр	мм	200					
	Тип прокладки	подземная, канальная						

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
дирекция по кап. строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО»РЖД»								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Иркутская областная туберкулезная больница» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	12,389125	43,99	43,99	-	-	-
	Протяженность	м	716					
	Диаметр	мм	250					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Реконструкция и строительство тепловых сетей для подключения мкр. «Современник»								
Мероприятия, обеспечивающие техническую возможность подключения:				96,83	96,83	-	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТП- 3 до ТП-2 с Ду600 на Ду800 L≈ 465м	Протяженность	м	465	76,08	76,08	-	-	-
	Диаметр	мм	800					
	Тип прокладки	подземная, бесканальна						
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-11 до ТК-23Д-45-15 с Ду200 на Ду300 L≈259м	Протяженность	м	259	20,75	20,75	-	-	-
	Диаметр	мм	300					
	Тип прокладки	подземная, бесканальна						
Мероприятия по строительству новой сети для подключения:				83,58	83,58	-	-	-
Строительство тепловой сети Ду300 L≈ 2300 м до границы земельного участка объекта	Протяженность	м	2300	83,58	83,58	-	-	-
	Диаметр	мм	300					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Всего:				436,33	436,33	0,00	0,00	0,00
Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения								
Сети в собственности ООО «Байкальская энергетическая компания»				2 171,61	793,98	909,99	467,64	-
Реконструкция тепловой сети ТК-35Д до НПС «Релейная»				36,74	-	36,74	-	-
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей				2 134,86	793,97	873,25	467,64	-
Сети в собственности АО «Байкалэнерго»				9,50	-	9,50	-	-
Техническое перевооружение тепловой сети от ТК-0 до ТК-3 по ул. Нестерова 32 (ПИР)				1,38	1,38	-	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-3 до ТК-0 по ул.				0,66	0,66	-	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
Баррикад 54 Увеличение пропускной способност с Ду 200мм мм на Ду 250 мм (ПИР)								
Техперевооружение тепловых сетей от ТК до жилых домов по ул. Баррикад 187,189, 189 а (ПИР)				0,30	0,30	-	-	-
Реконструкция ограждения, подпорной стенки, ливневой канализации на территории АТЦ по ул. Тухачевского 3а				6,00	6,00	-	-	-
Строительство автобокса на территории котельной Летняя 2				9,50	-	-	9,50	-
Итого:				4 370,55	1 596,29	1 829,48	944,78	-
Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки								
Реконструкция тепловой сети от ТК-51Д-17 до ТК-51Д-23, от ТК-51Д-25 до ТК-51Д-27 (увеличение диаметра с Ду=100 на Ду=150)	Протяженность	м	300	10,80	10,80	-	-	-
	Диаметр	мм	150					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Техническое перевооружение ПНС «Луч Аэропорта» с заменой насосного оборудования			-	45,28	45,28	-	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-2 до до ТК-5П-4-3			-	94,23	8,20	86,03	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7*п-1, тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7п-4			-	15,56	15,56	-	-	-
Реконструкция тепловой сети от ТК 67-7* до ТНС «Радужный»	Протяженность	м	200	11,24	11,24	-	-	-
	Диаметр	мм	300					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Итого:				177,11	91,08	86,03	0,00	0,00
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. Баррикад и закольцовке тепловых сетей Правобережного района								
Мероприятия, обеспечивающие возможность закрытия котельных от тепловой сети по ул. Баррикад.				297,19	297,19	-	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
Строительство тепловой сети от тепловой магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС Ядринцева								
2 ПК		400	1826	184,21	184,21	-	-	-
Строительство НПС «Лисиха-2»				44,99	44,99	-	-	-
Строительство тепломагистрали №4 «РК «Свердловская» Правый берег». Уч. от э/к «Лисиха» до ТК-32Д-8*		800; 600	129,87; 10	67,99	68	-	-	-
Строительство тепловой магистрали от ТК-7Е по улице Баррикад				669,50	-	427,66	241,84	-
1 ПК		600; 100	1952; 62	41,26	-	-	41,26	-
2 ПК		600;200; 150	368; 191; 322	152,62	-	152,62	-	-
3 ПК		600; 125	479; 81	119,86	-	119,86	-	-
4 ПК		600; 150	270; 85	70,24	-	70,24	-	-
5.1 ПК		400	265	84,94	-	84,94	-	-
7 ПК		250; 200; 150; 100	210,2; 900,8; 11,3; 66,6	133,87	-	-	133,87	-
8 ПК		125; 100; 65	339,5; 473;68	66,71	-	-	66,71	-
Инвестиции на ЦТП.				124,69	35	50,12	39,48	-
Напольная, 90 (котельная)				11,70	12	-	-	-
Баррикад, 159 (котельная)				11,70	12	-	-	-
Зимняя, 6а (котельная)				11,70	12	-	-	-
Ленская, 6 (котельная)				12,16	-	12,16	-	-
Баррикад, 145 (котельная)				12,65	-	13	-	-
Освобождения, 58 (котельная) (завод Сварщик)				12,65	-	13	-	-
Котельная завода Стройдеталь				12,65	-	13	-	-
Нестерова, 32 (котельная)				13,16	-	-	13,16	-
Нестерова,14 (котельная)				13,16	-	-	13,16	-
Радищева, 67 (котельная)				13,16	-	-	13,16	-
Итого по проекту:				2182,76	664,57	955,55	562,64	-
Мероприятия по переводу котельных на Н-ИТЭЦ в части АО «Байкалэнерго»								
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Напольная, 90				9,98	9,98	-	-	-
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Баррикад, 159				10,34	10,34	-	-	-
Строительство распределительных сетей от кот. ул.Зимняя,6				9,26	9,26	-	-	-
Итого:				29,58	29,58	-	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. 4 Советская и передача нагрузки на Н-ИТЭЦ								
Закрытие мазутных котельных АО «Байкал-энерго» и ВГТРК по ул. 4 Советская, переключения на Н-ИТЭЦ		Подземная канальная	150,	34,53	34,53	-	-	-
Строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для теплоснабжения мкр. «Зеленый» от Н-ИТЭЦ								
Строительство		300	4150,	426,03	426,03	-	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
тепловой сети на микрорайон «Зелёный»			подземная					
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-42Е до ТК-44Е		500	249, подземная	24,82	24,82	-	-	-
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-17Е до ТК-21Е		600	539, подземная	88,25	88,25	-	-	-
Перевооружение ПНС «Топкинская»				49,26	49,26	-	-	-
Строительство тепловой сети для передачи тепловой нагрузки котельной 1-я Московская на котельную ул. Полярная 97								
Строительство тепловой сети от котельной ул. 1-я Московская 1 до ТК-3 ПР		100	880, подземная, канальная	29,01	29,01	-	-	-
г. Ангарск								
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:								
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:								
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:								
ТК-309 ул. Бульварная до объекта ООО «ТЦ Домашний». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2246 от 02.08.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,47634	65269,00	65 269	-	-	-
	Протяженность	м	1900					
	Диаметр	мм	80					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловых сетей от ТК-24 Первый промышленный массив, квартал 4 до Склада изотермического хранения этилена (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1213 от 04.05.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,53	67219,00	67 219	-	-	-
	Протяженность	м	2100					
	Диаметр	мм	80					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Итого, подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	6,318	132 488	132 488	-	-	-
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
Строительство тепловой сети от ТК- 43 по ул. Коминтерна объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/3383 от 15.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7952	2394,00	2 394	-	-	-
	Протяженность	м	60					
	Диаметр	мм	125					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство теплосети от ТК-10а вдоль автодороги №1 до гаража (объект АО «АНХК»). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/9126 от 07.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,5	2896,00	2 896	-	-	-
	Протяженность	м	60					
	Диаметр	мм	150					
	Тип прокладки	подземная, канальная						
Строительство тепловой сети от УТ- 2 по ул. Радужная до МОУСОШ 32, (объект МКУ «СМХ»). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,153	6274,00	6 274	-	-	-
	Протяженность	м	130					
	Диаметр	мм	150					
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная					
Строительство тепловых сетей от УТ-14 по ул. Декабристам до оздоровительного комплекса (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (2515-44/5786 от 07.06.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,291	28207,00	28 207	-	-	-
	Протяженность	м	420					
	Диаметр	мм	200					
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная					
Итого подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	15,2792	39 771	39 771	-	-	-
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей								
Строительство тепловой сети	Протяженность	м	18900	472 617	472 617	-	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
«Тепломагистраль ТЭЦ-10 - ЦТП в Ново-Ленино». Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения.	Диаметр	мм						
	Тип прокладки	подземная, бесканальная	800					
Всего:				472 617	472 617	-	-	-
Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников								
Реконструкция тепловой магистрали ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ 10 от Точки А до НПС Мегет. Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлич. расчета и отражено в схеме тепло-снабжения, главе № 5, талбл 31, п.7.	Протяженность	м	1239,9	95 242	84 122	-	-	-
	Диаметр	мм	300					
	Тип прокладки	на низких опорах						
Реконструкция тепловой магистрали №4 от ТЭЦ-9 на участке от пав.287 в сторону неподвижной опоры НО- 366, г. Ангарск. Мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и отражено в схеме теплоснабжения, главе № 4, вариант № 2, талб 4.2.1, п.2.	Протяженность		2145	321 188	256 188	-	-	-
	Диаметр		800					
	Тип прокладки							
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность		3054	61 044	45 802	-	-	-
	Диаметр		от 40 до 400					
	Тип прокладки							
Всего:				477 474	386 112	-	-	-
г. Железнорск-Илимский								
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:								
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей								
Реконструкция, модернизация и	Протяженность	м.п.	3220	44404	44404	-	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Диаметр	мм	150-400					
г. Братск								
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:								
Строительство тепловой сети до объектов малоэтажного жилищного строительства. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22.02.2018 №251-07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,71	476	476	-	-	-
	Протяженность	м	0					
	Диаметр	мм	0					
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная					
Итого подключаемая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	14,35	476	476	-	-	-
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей								
Оптимизация теплоснабжения Центрального района г. Братска. Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска (книга 8)	протяженность	м.п.	2931	1228150	1228150	-	-	-
	диаметр	мм	1000					
	протяженность	м.п.	80					
	диаметр	мм	700					
	протяженность	м.п.	20	32656	32656	-	-	-
	диаметр	мм	700					
	протяженность	м.п.	2324					
	диаметр	мм	250					
Магистральная т/сеть от бойлерной установки города №2 до ТК А,9,16 l=1,503. 14801031048. Техническое перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-15- ТК-16 Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска	протяженность	м.п.	575	54410	54410	-	-	-
	диаметр	мм	400					
г. Усолье-Сибирское								
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей								
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение	Протяженность	м.п.	4867,6	143572	143572	-	-	-
	Диаметр	мм	500-800					

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023 - 2024	2025 - 2026	2027
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия					
существующих тепловых сетей								
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	5392,69					
	Диаметр	мм	50-500	60082	60082	-	-	-

Сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя определяются в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

В части развития теплосетевой инфраструктуры региона следует отметить крупный проект, связанный со строительством трубопровода тепловой сети от ТЭЦ-10 до Иркутска (проект «ЮГ») и направленный на покрытие тепловой нагрузки части потребителей города за счет мощностей ТЭЦ-10. При этом необходимо учесть, что потребуется модернизация конденсационной станции для эффективной работы по теплофикационному графику.

2. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Иркутской области

Расчеты электрических режимов выполнены на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных схемно-режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная загрузка элементов, либо отклонение режимных параметров от допустимых.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Иркутской области на период 2023-2027 годы учитывались:

- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного приказом Росстандарта от 19.11.2019 №1196-ст;
- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;
- Приложение № 1 к Приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации», утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

Согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем» были рассмотрены следующие характерные режимы работы энергосистемы Иркутской области:

- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-36 °С), далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок;
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-36 °С), далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок;
- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (-5 °С), далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок (ГОСТ);
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (-5 °С), далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок (ГОСТ);
- летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С (+25 °С), далее по тексту – летний режим максимальных нагрузок (ПЭВТ);
- летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С), далее по тексту – летний режим максимальных нагрузок;
- летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С), далее по тексту – летний режим минимальных нагрузок.

Для определения предельных параметров суточного графика потребления мощности энергосистемы использованы коэффициенты соотношения:

- между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки – $k_{\text{зима}}^{\text{min/max}} = 0{,}934$;
- между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в летние сутки – $k_{\text{лето}}^{\text{min/max}} = 0{,}903$;
- между максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки и максимальным потреблением мощности в летние сутки – $k_{\text{лето/зима}} = 0{,}742$.

Значения вышеуказанных коэффициентов соответствуют данным, размещенным на официальном сайте АО «СО ЕЭС» на момент разработки расчетных моделей.

Результаты расчетов приведены в Приложении В – в табличном виде (с описанием электроэнергетических режимов на 2023 год и 2027 год), в Приложении Г – в графическом виде.

3. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на период до 2027 года

С целью своевременного выявления ЦП 110 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение с учетом заключенных договоров в энергосистеме Иркутской области на перспективный период до 2027 года произведен анализ загрузки данных центров питания.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2023-2027 гг. произведено на основании данных о нагрузках трансформаторов в зимние и летние режимные дни 2018-2021 гг.

Расчет нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. При определении загрузки ЦП на перспективу учитывались:

- Коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей при оценке загрузки ЦП;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229.

Источником исходной информации для анализа фактической загрузки трансформаторов являются контрольные замеры 2018-2021 гг. Коэффициенты длительно допустимой перегрузки определяются в соответствии с Приложением №1 к Приказу Минэнерго № 81 от 08.02.2019 для соответствующей температуры каждого года контрольного замера, их значения для рассматриваемых температур приведены в таблице 3.1.1. Для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет, допускается режим работы с возможным повышенным износом изоляции.

Оценка допустимости перегрузки на этап 2022-2027 гг. осуществлялась для следующих температурных условий:

- для зимнего режима – -15,1 °С;
- для летнего режима – 17,4 °С.

Для однотрансформаторных подстанций рассматривается нормальный режим работы. Для подстанций с несколькими трансформаторами рассматривается наиболее тяжелый режим работы при отключении одного из трансформаторов. Анализ загрузки ЦП представлен в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.1. Коэффициенты длительно допустимой перегрузки трансформаторного оборудования для дней контрольного замера

Год	День зимнего контрольного замера					День летнего контрольного замера				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
Температура наружного воздуха, °С	-12,1	-8,7	-15,1	-15,0	-24,4	23,4	19,2	17,9	13,7	12,6
Без повышенного износа изоляции	1,200	1,194	1,200	1,200	1,200	0,969	1,006	1,017	1,050	1,059
С возможным повышенным износом изоляции	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,183	1,204	1,211	1,232	1,237

Таблица 3.1.2 Анализ загрузки ЦП напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Иркутской области в период 2022-2027 гг.

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЦП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2021 гг.		День летнего контрольного замера			День зимнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2021 гг.		День зимнего контрольного замера			Параметры ЦП на период 2022-2027		
							S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2021 гг.	Коэффициент допустимой длительной перегрузки на период 2022-2027	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА
1	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Баяндай	Т-1	110/35/10	25	1997	5.77	16.06.2021	1.237	26.480	23.1	0.00	15.12.2021	1.250	30,000	45,5	15.12.2021	1.250	30,000
2			Т-2	110/35/11	25	1990	0.00		1.059			11.38		1.200				1.200	
3	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бильчир	Т-1	110/10	6.3	1986	1,46	16.06.2021	1.059	6,673	23.2	0.00	15.12.2021	1.200	7,560	58,3	15.12.2021	1.200	7,560
4			Т-2	110/10	6.3	1993	0.00		1.237			3.67		1.250				1.250	
5	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бохан	Т-1	110/10	10	1993	5,31	19.06.2019	1.211	10,168	53,1	7.64	15.12.2021	1.250	12,000	126,9	15.12.2021	1.250	12,000
6			Т-2	110/10	10	1978	0.00		1.017			5.05		1.200				1.200	
7	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Еланцы	Т-1	110/35/10	16	1995	3,95	16.06.2021	1.237	10,592	57,3	8.67	15.12.2021	1.250	12,000	143,7	15.12.2021	1.250	12,000
8			Т-2	110/35/10	10	1971	1.78		1.059			5.70		1.200				1.200	
9	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Енисей	Т-1	110/10	2.5	1975	1,28	17.06.2020	1.050	2,626	51,2	0.00	15.12.2021	1.200	3,000	80,8	15.12.2021	1.200	3,000
10			Т-2	110/10	6.3	1990	0.00		1.050			2.02		1.200				1.200	
11	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Жигалово	Т-1	110/20/10	6.3	1973	4.74	16.06.2021	1.059	6.673	75,2	5.27	15.12.2021	1.200	7,560	180,2	15.12.2021	1.200	7,560
12			Т-2	110/20/10	10	1975	0.00		1.059			6.08		1.200				1.200	
13	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Знаменка	Т-1	110/35/10	6,3	1987	0,93	16.06.2021	1,059	6,673	14,8	1,54	15.12.2021	1,200	7,560	24,4	16.06.2021	1,021	6,431
14	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ, Карлук	Т-1	110/35/10	16	1996	8.88	16.06.2021	1.237	19,792	105,4	13.89	16.12.2020	1.250	20.000	205,8	16.12.2020	1.250	20,000
15			Т-2	110/10	25	2011	7.99		1.237			19.03		1.250				1.250	
16	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Качуг	Т-1	110/35/10	25	1992	4.41	16.06.2021	1.237	30,925	31,8	8.83	16.12.2020	1.250	31,250	79,7	16.12.2020	1.250	31,250
17			Т-2	110/35/10	25	1992	3.55		1.237			11.10		1.250				1.250	
18	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Косая Степь	Т-1	110/35/10	10	1969	0.62	16.06.2021	1.059	10,592	6,2	1.85	16.12.2020	1.200	12,000	18,5	16.06.2021	1.021	10,208
19			Т-2	110/35/10	10	1969	0.00		1.059			0.00		1.200				1.021	
20	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Манзурка	Т-1	110/10	2.5	1974	0.45	16.06.2021	1.059	2,648	45,6	0.93	15.12.2021	1.200	3,000	94,8	15.12.2021	1.200	3,000
21			Т-2	110/10	2.5	1977	0.69		1.059			1.44		1.200				1.200	
22	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Никольск	Т-1	110/10	6.3	1974	0.00	16.06.2021	1.059	6,673	16,7	0.00	18.12.2019	1.200	7,560	48.4	18.12.2019	1.200	7,560
23			Т-2	110/10	10	1977	1,05		1.059			3.05		1.200				1.200	
24	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новая Уда	Т-1	110/35/10	16	2012	3,05	17.06.2020	1.232	19,704	46,9	12.80	15.12.2021	1.250	20.000	112,3	15.12.2021	1.250	20.000
25			Т-2	110/35/10	16	2021	4,45		1.232			5.16		1.250				1.250	
26	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ново-Ленино	Т-1	110/10	6.3	1972	0,00	16.06.2021	1.059	6,673	21.9	0.00	15.12.2021	1.200	7,560	67,3	15.12.2021	1.200	7,560
27			Т-2	110/10	6.3	1978	1,38		1.059			4.24		1.200				1.200	
28	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Оёк	Т-1	110/35/10	25	2019	11.45	16.06.2021	1.237	30,925	97,1	9.89	15.12.2021	1.250	31.250	124,0	15.12.2021	1.250	31.250
29			Т-2	110/35/10	25	2019	12.83		1.237			21.12		1.250				1.250	
30	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ользоны	Т-1	110/10	2.5	1975	0,00	16.06.2021	1.059	2,648	53,2	0.00	15.12.2021	1.200	3,000	122,4	15.12.2021	1.200	3,000
31			Т-2	110/35/10	6.3	1974	1,33		1.059			3.06		1.200				1.200	
32	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Оса	Т-1	110/35/10	25	1988	4,86	16.06.2021	1.059	26,480	50,0	10.00	15.12.2021	1.200	30,000	128,8	15.12.2021	1.200	30,000
33			Т-2	110/35/10	25	1991	7,63		1.059			22.20		1.200				1.200	
34	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пивовариха	Т-1	110/35/10	40	2012	18,86	16.06.2021	1.237	49,480	67,9	27.17	16.12.2020	1.250	50,000	129,8	16.12.2020	1.250	50,000
35			Т-2	110/35/10	40	2019	8.29		1.237			24.74		1.250				1.250	
36	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Покровская	Т-1	110/10	40	2015	8.49	16.06.2021	1.237	49,480	21.2	9.93	15.12.2021	1.250	50.000	58.7	15.12.2021	1.250	50,000
37			Т-2	110/10	40	2015	0.00		1.237			13.55		1.250				1.250	
38	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Тихоновка	Т-1	110/35/10	10	1967	0.00	16.06.2021	1.059	6,673	22,7	0.00	15.12.2021	1.200	7,560	57,3	15.12.2021	1.200	7,560
39			Т-2	110/10	6.3	1982	1.43		1.059			3.61		1.200				1.200	
40	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Урик	Т-1	110/35/10	40	2012	15.66	16.06.2021	1.237	49,480	66,5	36.86	15.12.2021	1.250	50,000	174,2	15.12.2021	1.250	50,000
41			Т-2	110/35/10	40	2016	10.93		1.237			32.82		1.250				1.250	
42	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Усть-Орда	Т-1	110/35/10	25	1985	7.62	16.06.2021	1.059	26,480	65,4	14.53	15.12.2021	1.200	30,000	140,6	15.12.2021	1.200	30,000
43			Т-2	110/35/10	25	1982	8.73		1.059			20.61		1.200				1.200	
44	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хогот	Т-1	110/35/10	6,3	1982	0,77	16.06.2021	1,059	6,673	12.2	1,20	15.12.2021	1,200	7,560	19,0	16.06.2021	1.021	6,431
45	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хомутово	Т-1	110/35/10	25	2014	10,61	16.06.2021	1.237	26.480	84,2	24.69	15.12.2021	1.250	30,000	193,0	15.12.2021	1.250	30,000
46			Т-2	110/35/10	25	1987	10,43		1.059			23.56		1.200				1.200	
47	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хорбатово	Т-1	110/10	16	1990	0,60	16.06.2021	1.059	2,648	24,0	1.12	16.12.2020	1.200	3,000	44,8	16.12.2020	1.200	3,000
48			Т-2	110/10	2.5	1978	0,00		1.059			0.00		1.200				1.200	
49	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Черноруд	Т-1	110/35/10	16	2013	2,72	16.06.2021	1,237	19,792	17,0	4.66	15.12.2021	1,250	20,000	29,1	15.12.2021	1,250	20,000
50	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Электрокотельная	Т-1	110/6	25	1985	0.00	20.06.2018	1,006	25,160	0,0	0.16	15.12.2021	1.200	30,000	46,8	15.12.2021	1.200	30,000
51			Т-2	110/6	25	1985	0,00		1,006			11,54		1,200				1,200	
52	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Электрокотельная	Т-3	110/10	16	1986	3,31	16.06.2021	1,059	16,947	20,7	11,63	15.12.2021	1,200	19,200	72,7	15.12.2021	1.200	19.200
53	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Азейская	Т-1	110/35/10	40	2012	10.28	20.06.2018	1.204	48,160	34,5	16.10	18.12.2019	1.250	50,000	52.9	18.12.2019	1.250	50,000
54			Т-2	110/35/6	40	2012	3.53		1.204			5.06		1.250				1.250	
55	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Алгатуй	Т-1	110/35/6	40	1989	8,20	17.06.2020	1.050	42,016	26,3	3.88	18.12.2019	1.200	48,000	33,2	17.06.2020	1.021	40,832
56			Т-2	110/35/6	40	1989	2,33		1.050			9.38		1.200				1.021	
57	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Бадар	Т-1	110/10	6.3	1988	0,62	16.06.2021	1,059	6,673	9.8	1,61	15.12.2021	1,200	7,560	25,6	15.12.2021	1.200	7,560
58	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Бирюса	Т-1	110/35/6	25	2002	17.46	16.06.2021	1.237	16,947	109,9	9.73	18.12.2019	1.250	19,200	159,4	18.12.2019	1.250	19,200
59			Т-2	110/35/6	16	1974	0.13		1.059			15.77		1.200				1.200	
60	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Водопад	Т-1	110/6	25	1983	2.00	16.06.2021	1.059	26,480	11.9	2.23	16.12.2020	1.200	30,000	16.6	16.06.2021	1.021	25,520
61			Т-2	110/6	25	1983	0.97		1.059			1.92		1.200				1.021	
62	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ ЗСМ	Т-1	110/10	40	1981	0.00	16.06.2021	1.059	42,368	31.9	9.18	18.12.2019	1.200	48,000	38,0	16.06.2021	1.021	40,832
63			Т-2	110/10	40	1981	12.74		1.059			6.00		1.200				1.021	
64	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ ЗСХК	Т-1	110/35/10	16	1986	4.00	20.06.2018	1.006	16.102	64,7	4.19	16.12.2020	1.200	19.200	77,3	20.06.2018	1.021	16,333
65			Т-2	110/35/10	16	1987	6.35		1.006			8.18		1.200				1.021	
66	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Катарбей	Т-1	110/35/10	10	2007	0.00	17.06.2020	1.232	10.504	12.3	0.19	18.12.2019	1.250	12,000	34.2	18.12.2019	1.250	12,000
67			Т-2	110/35/10	10	1987	1.23		1.050			3.22		1.200				1.200	
68	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Котик	Т-1	110/10	6,3	2007	1,56	19.06.2019	1,211	7,626	24.8	3.41	15.12.2021	1,250	7.875	54,1	15.12.2021	1,250	7,875
69	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Куйтун	Т-1	110/35/10	16	1999	0.00	16.06.2021	1.237	19.792	46,1	10.52	15.12.2021	1.250	20,000	120.1	15.12.2021	1.250	20,000
70			Т-2	110/35/10	16	2007	7.37		1.237			8.70		1.250				1.250	
71	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Лесогорск	Т-1	110/35/6	25	1987	6.83	20.06.2018	1.006	25,160	27,3	6.33	15.12.2021	1.200	30,000	51,6	15.12.2021	1.200	30.000
72			Т-2	110/35/6	25	1987	0.00		1.006			6.57		1.200				1.200	
73	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Майская	Т-1	110/35/10	10	1995	0.00	16.06.2021	1.237	12.370	46,2	5.56	15.12.2021	1.250	12,500	101,0	15.12.2021	1.250	12,500
74			Т-2	110/35/10	10	1999	4.62		1.237			4.54		1.250				1.250	
75	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Новобирюсинск	Т-1	110/35/10	6,3	2007	0.00	20.06.2018	1.204	7,585	54,1	4.08	19.12.2018	1.250	7,875	86,9	19.12.2018	1.250	7,875
76			Т-2	110/35/10	10	1980	3,41		1.006			1.39		1.194				1.200	
77	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Ока	Т-1	110/10	25	1984	6,10	16.06.2021	1.059	26,480	61,8	8.47	15.12.2021	1.200	30,000	86,3	15.12.2021	1.200	30,000
78			Т-2	110/10	25	1985	9,35		1.059			13.10		1.200				1.200	
79	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Рубахино	Т-1	110/35/10	16	2009	2.39	17.06.2020	1.232	19.704	27,3	2.63	15.12.2021	1.250	20,000	63,4	15.12.2021	1.250	20,000
80			Т-2	110/35/10	16	2009	1.99		1.232			7.51		1.250				1.250	
81	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Силикатная	Т-1	110/10	6.3	1988	1.01	17.06.2020	1.050	6.618	62,0	2.44	19.12.2018	1.194	7,519	97.5	19.12.2018	1.200	7,560
82			Т-2	110/10	6.3	1988	2.90		1.050			3.70		1.194				1.200	
83	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Стеклозавод	Т-1	110/35/6	16	1968	3,82	16.06.2021	1.059	16,947	41.3	9.26	15.12.2021	1.200	19,200	98.3	15.12.2021	1.200	19,200
84			Т-2	110/35/6	16	1979	2.78		1.059			6.46		1.200				1.200	
85	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Стройбаза	Т-1	110/35/10	25	1977	16.93	16.06.2021	1.059	26,480	67,7	6.35	15.12.2021	1.200	30,000	95,3	15.12.2021	1.200	30,000
86			Т-2	110/35/10	25	1973	0.00		1.059			17.48		1.200				1.200	
87	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ ЦЭП	Т-1	110/35/6	25	1993	0.00	16.06.2021	1.237	30,925	14,2	3.24	18.12.2019	1.250	31,250	22,1	18.12.2019	1.250	31,250
88			Т-2	110/35/6	25	1992	3,54		1.237			2.29		1.250				1.250	
89	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Чуна	Т-1	110/10	16	1982	0.15	16.06.2021	1.059	16,947	52,6	11.42	15.12.2021	1.200	19,200	114.4	15.12.2021	1.200	19,200
90			Т-2	110/10	16	1982	8,27		1.059			6.89		1.200				1.200	
91	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	10	2001	1.21	17.06.2020	1.232	6.618	[illegible]	2.71	16.12.2020	1.250	7.560	43.0	16.12.2020	1.250	7.560

№ п/п	Заявленная мощность АТП и договоров 2022-2027 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2022-2027 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2027 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
	до 670 кВт	670 кВт и выше	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.			
1	2699,7	4990,0	2.241	2.241	2.241	2.241	2.241	2.241	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	14,139		
2			13.621	13.621	13.621	13.621	13.621	13.621									
3	385,5	0,0	0.043	0.043	0.043	0.043	0.043	0.043	59,6	59,6	59.6	59,6	59,6	59,6	3,804		
4			3.713	3.713	3.713	3.713	3.713	3.713									
5	876,8	0,0	7.640	7.650	7.656	7.661	7.737	7.737	126.9	127,1	127,2	127,3	128,8	128,8	-0,885	0,000	-0,885
6			5.050	5.060	5.066	5.071	5.147	5.147									
7	5092,0	0,0	8.760	8.880	8.973	9.099	9.231	9.231	145,5	147,9	149,8	152,3	155,0	155,0	-3,497		-3,497
8			5.795	5.915	6.008	6.134	6.266	6.266									
9	244,0	0,0	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	0,926		
10			2.047	2.047	2.047	2.047	2.047	2.047									
11	2677,7	750,0	5.277	5.483	5.488	5.513	5.734	5.734	180,4	186.9	187,1	187,9	194,9	194.9	-4,718	0.000	-4.718
12			6.087	6.293	6.298	6.323	6.544	6.544									
13	400,4	0,0	1.019	1,019	1,019	1,019	1.019	1,019	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16,2	5,412		
14	15836,5	7345,0	15.629	16.027	16.708	16.867	18.028	18.028	227,5	232,5	241,0	243,0	257,5	257,5	-21,197	12,380	-8,817
15			20.769	21.167	21.848	22.007	23.168	23.168									
16	3689,5	0,0	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	10.500		
17			11.510	11.510	11.510	11.510	11.510	11.510									
18	499,1	0.0	0.675	0.675	0.675	0.675	0.675	0.675	7,3	7,3	7,3	7,3	7.3	7,3	9,477		
19			0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055									
20	332,0	0,0	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	97.8	97,8	97,8	97,8	97,8	97.8	0,556		
21			1.477	1.477	1.477	1.477	1.477	1.477									
22	825,0	0,0	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	51,3	51.3	51.3	51,3	51,3	51.3	4,329		
23			3.140	3.140	3.140	3.140	3.140	3.140									
24	2505.1	0,0	13.078	13.078	13.078	13.078	13.078	13.078	115,7	115.7	115,7	115.7	115.7	115,7	1.483		
25			5.438	5.438	5.438	5.438	5.438	5.438									
26	10324,2	0,0	1.137	1.147	1.147	1.147	1.147	1.147	103,4	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	1,026		
27			5.377	5.387	5.387	5.387	5.387	5.387									
28	1189,5	0,0	9.890	9.908	9.923	9.973	10.022	10.022	124.0	124,2	124,3	124.7	125,1	125.1	-0,024	0,024	0,000
29			21.120	21.138	21.153	21.203	21.252	21.252									
30	480.6	0,0	0.000	0.013	0.017	0.028	0.053	0.053	122,4	123,4	123,7	124,6	126,7	126,7	-0.167	3,240	3,073
31			3.060	3.073	3.077	3.088	3.113	3.113									
32	2623,4	0.0	10.000	10.010	10.024	10.098	10.291	10.291	128.8	128,9	129,0	129,6	131,1	131,1	-2,783	0,000	-2,783
33			22.200	22.210	22.224	22.298	22.491	22.491									
34	6825,1	0,0	27.170	27.313	27.388	27.462	27.928	27.928	129.8	130,5	130,9	131,2	133,6	133,6	-3,427	9,000	5,573
35			24.740	24.883	24.958	25.032	25.498	25.498									
36	6294,0	7770,0	12.711	13.173	13.173	13.173	13.173	13.173	72,6	74,9	74,9	74,9	74,9	74.9	20,035		
37			16.331	16.793	16.793	16.793	16.793	16.793									
38	2281,5	2000,0	0.476	0.476	0.476	0.476	0.476	0.476	72,4	72,4	72.4	72,4	72.4	72.4	2,999		
39			4.086	4.086	4.086	4.086	4.086	4.086									
40	10630,9	0.0	36.860	36.934	37.003	37.073	38.041	38.041	174,2	174,6	174,9	175,3	180,1	180,1	-22,042	23.200	1,158
41			32.820	32.894	32.963	33.033	34.001	34.001									
42	2275,9	0.0	14.530	14.565	14.615	14.685	14.783	14.783	140,6	140,8	141,2	141,8	142.6	142.6	-5.646	6,100	0,454
43			20.610	20.645	20.695	20.765	20.863	20.863									
44	366,9	0,0	0,852	0,852	0,852	0,852	0.852	0,852	13,5	13.5	13,5	13.5	13.5	13,5	5,580	5,821	
45	15036,8	0,0	24.690	24.817	25.050	25.224	26.361	26.361	193,0	194,0	195,9	197,3	206.4	206,4	-21.592	16,220	-5,372
46			23.560	23.687	23.920	24.094	25.231	25.231									
47	0,0	0,0	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	44,8	44,8	44,8	44,8	44.8	44.8	1.880		
48			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000									
49	2609,0	750,0	4,733	5,084	5,175	5,285	5,490	5,490	29,6	31,8	32,3	33,0	34,3	34,3	14,510	0,000	14,510
50	418,0	9900,0	0.206	4.056	4.056	4.056	4.056	4.056	47,2	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	10,507		
51			11,586	15,436	15,436	15,436	15,436	15,436									
52	4046,9	0.0	12,529	12,529	12,529	12,529	12,529	12,529	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	6,671		
53	4269,5	0,0	16.574	16.574	16.574	16.574	16.574	16.574	55,3	55,3	55.3	55,3	55,3	55.3	27,887		
54			5.538	5.538	5.538	5.538	5.538	5.538									
55	14,0	4000,0	8.204	9.759	9.759	9.759	9.759	9.759	26.3	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	27,188		
56			2.330	3.885	3.885	3.885	3.885	3.885									
57	843,3	0,0	1.797	1,797	1.797	1,797	1,797	1,797	28,5	28,5	28,5	28.5	28,5	28,5	5,763		
58	861,9	0,0	9.745	9.775	9.792	9.797	9.829	9.829	159,5	159.9	160.1	160,2	160.6	160.6	-6,490	0,000	-6.490
59			15.777	15.807	15.824	15.829	15.861	15.861									
60	0,0	0.0	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	11,9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	22.550		
61			0.970	0.970	0.970	0.970	0.970	0.970									
62	405,0	0.0	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	32,1	32,1	32,1	32.1	32.1	32,1	28,002		
63			12.785	12.785	12.785	12.785	12.785	12.785									
64	501,5	0,0	4.056	4.056	4.056	4.056	4.056	4.056	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	65,4	5,876		
65			6.401	6.401	6.401	6.401	6.401	6.401									
66	263,1	0.0	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	0.221	34,7	34,7	34,7	34.7	34.7	34.7	8,527		
67			3.252	3.252	3.252	3.252	3.252	3.252									
68	219,4	0,0	3,459	3,459	3,459	3.459	3.459	3,459	54,9	54.9	54,9	54,9	54.9	54.9	4,416		
69	68,0	0,0	10.520	10.528	10.528	10.528	10.528	10.528	120,1	120.2	120.2	120.2	120.2	120.2	0,765	0,000	0.765
70			8.700	8.708	8.708	8.708	8.708	8.708									
71	1036,6	0,0	6.445	6.445	6.445	6.445	6.445	6.445	52.5	52.5	52,5	52,5	52,5	52,5	16,870		
72			6.685	6.685	6.685	6.685	6.685	6.685									
73	1116,5	0,0	5.684	5.684	5.684	5.684	5.684	5.684	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	103,5	2,152		
74			4.664	4.664	4.664	4.664	4.664	4.664									
75	384,0	0,0	4.108	4.125	4.125	4.125	4.125	4.125	87,7	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	2.316		
76			1.418	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435									
77	1480,5	1004,0	8.858	8.858	8.858	8.858	8.858	8.858	89.4	89,4	89,4	89,4	89,4	89.4	7,655		
78			13.488	13.488	13.488	13.488	13.488	13.488									
79	1727,4	1000,0	3.207	3.211	3.211	3.211	3.211	3.211	70,6	70,6	70.6	70,6	70,6	70.6	8,698		
80			8.087	8.091	8.091	8.091	8.091	8.091									
81	9,0	0,0	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	97,5	97.5	97,5	97,5	97,5	97,5	1,418		
82			3.700	3.700	3.700	3.700	3.700	3.700									
83	2708,5	0,0	9.561	9.561	9.561	9.561	9.561	9.561	102.0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	2,878		
84			6.761	6.761	6.761	6.761	6.761	6.761									
85	0.0	0,0	6.350	6.350	6.350	6.350	6.350	6.350	95,3	95,3	95,3	95.3	95.3	95,3	6,170		
86			17.480	17.480	17.480	17.480	17.480	17.480									
87	33,0	0,0	3.247	3.247	3.247	3.247	3.247	3.247	22.1	22,1	22,1	22,1	22.1	22,1	25,713		
88			2.291	2.291	2.291	2.291	2.291	2.291									
89	1878,0	0,0	11.629	11.629	11.629	11.629	11.629	11.629	117.0	117.0	117,0	117,0	117.0	117.0	0,473		
90			7.099	7.099	7.099	7.099	7.099	7.099									
91	130.6	0.0	2.725	2.725	2.725	2.725	2.725	2.725	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	4.821		-

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЦП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2021 гг.: S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	День зимнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2021 гг.: S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Параметры ЦП на период 2022-2027: Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2021 гг.	Коэффициент допустимой длительной перегрузки на период 2022-2027	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Заявленная мощность АТП и договоров 2022-2027 гг., кВт: до 670 кВт	670 кВт и выше	Нагрузка трансформаторов в период 2022-2027 гг., МВА: 2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %: 2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
92	(ЗЭС)	Шеберта	Т-2	110/35/10	6,3	1987	0,00		1,050			0,00		1,200				1,200				0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015									
93	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Юрты	Т-1	110/35/10	15	1962	3,60	19.06.2019	1,017	7,626	48,1	4,60	15.12.2021	1,200	9,000	87,2	15.12.2021	1,200	9,000	248,8	0,0	4,628	4,628	4,628	4,628	4,628	4,628	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	87,9	2,405		
94			Т-2	110/35/10	7,5	1963	0,00		1,017			1,94		1,200				1,200				1,968	1,968	1,968	1,968	1,968	1,968									
95	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Коршуновка	Т-3	110/35/10	63	2000	22,45	19.06.2019	1,211	76,262	64,8	8,12	18.12.2019	1,250	78,750	27,2	19.06.2019	1,213	76,419	630,0	734,0	22,805	22,805	22,805	22,805	22,805	22,805	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	34,858		
96			Т-4	110/35/10	63	1998	18,40		1,211			9,00		1,250				1,213				18,755	18,755	18,755	18,755	18,755	18,755									
97	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Лена	Т-3	110/35/6	25	1987	5,53	17.06.2020	1,050	52,520	30,2	10,93	15.12.2021	1,200	60,000	62,2	15.12.2021	1,200	60,000	9118,8	13845,0	16,780	16,780	16,780	16,780	16,780	16,780	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	85,6	17,180		
98			Т-4	110/35/6	25	1988	9,59		1,050			20,19		1,200				1,200				26,040	26,040	26,040	26,040	26,040	26,040									
99			Т-5	110/6/6	40	2004	0,00		1,232			0,00		1,250				1,250				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
100	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Вихоревка	Т-1	110/6/6	25	1989	4,27	20.06.2018	1,006	25,160	29,2	8,80	19.12.2018	1,194	29,838	59,2	19.12.2018	1,200	30,000	413,0	9800,0	8,846	8,846	12,657	12,657	12,657	12,657	59,6	59,6	90,1	90,1	90,1	90,1	7,486		
101			Т-2	110/6/6	25	1989	3,02		1,006			6,00		1,194				1,200				6,046	6,046	9,857	9,857	9,857	9,857									
102	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Березняки	Т-1	110/35/6	16	1982	0,90	17.06.2020	1,050	16,806	5,6	3,56	19.12.2018	1,194	19,096	49,8	19.12.2018	1,200	19,200	466,3	0,0	3,612	3,612	3,612	3,612	3,612	3,612	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	11,136		
103			Т-2	110/35/6	16	1979	0,00		1,050			4,40		1,194				1,200				4,452	4,452	4,452	4,452	4,452	4,452									
104	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Верхнемарково	Т-1	110/6	16	2020	0,00	20.06.2018	1,204	19,264	22,5	2,60	19.12.2018	1,250	20,000	36,9	19.12.2018	1,250	20,000	150,5	0,0	2,602	2,602	2,602	2,617	2,617	2,617	36,9	36,9	36,9	37,1	37,1	37,1	14,067		
105			Т-2	110/6	16	2020	3,60		1,204			3,30		1,250				1,250				3,302	3,302	3,302	3,317	3,317	3,317									
106	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Гидростроитель	Т-1	110/35/6	63	1995	0,20	16.06.2021	1,237	77,931	20,3	9,64	15.12.2021	1,250	78,750	32,7	15.12.2021	1,250	78,750	1433,5	25000,0	9,799	9,799	14,660	14,660	14,660	14,660	33,2	33,2	48,6	48,6	48,6	48,6	48,139		
107			Т-2	110/35/6	63	1996	12,57		1,237			10,93		1,250				1,250				11,039	11,039	15,950	15,950	15,950	15,950									
108	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Гидростроитель	Т-3	110/27,5/6	40	1990	6,26	16.06.2021	1,059	42,368	26,4	11,73	16.12.2020	1,200	48,000	41,5	16.12.2020	1,200	48,000	1433,5	25000,0	11,889	11,889	16,750	16,750	16,750	16,750	42,3	42,3	66,6	66,6	66,6	66,6	21,369		
109			Т-4	110/27,5/6	40	1991	4,28		1,059			4,86		1,200				1,200				5,019	5,019	9,880	9,880	9,880	9,880									
110	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС)	Т-1	110/35/10	25	1971	8,33	17.06.2020	1,050	26,260	92,9	13,38	15.12.2021	1,200	30,000	143,9	15.12.2021	1,200	30,000	414,0	1000,0	13,380	13,769	13,769	13,769	13,815	13,815	143,9	147,0	147,0	147,0	147,4	147,4	-6,850	0,000	-6,850
111			Т-2	110/35/10	25	1973	14,90		1,050			22,60		1,200				1,200				22,600	22,989	22,989	22,989	23,035	23,035									
112	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Ждановская	Т-1	110/10	6,3	1980	0,50	16.06.2021	1,059	6,673	22,2	1,47	15.12.2021	1,200	7,560	59,3	15.12.2021	1,200	7,560	98,0	0,0	1,483	1,483	1,483	1,483	1,483	1,483	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	3,804		
113			Т-2	110/10	6,3	1980	0,90		1,059			2,26		1,200				1,200				2,273	2,273	2,273	2,273	2,273	2,273									
114	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/35/10	25	1999	4,10	16.06.2021	1,237	30,925	33,3	8,41	15.12.2021	1,250	31,250	69,2	15.12.2021	1,250	31,250	1795,0	0,0	8,609	8,609	8,609	8,609	8,609	8,609	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	13,541		
115			Т-2	110/35/10	25	1999	4,23		1,237			8,90		1,250				1,250				9,099	9,099	9,099	9,099	9,099	9,099									
116	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Инкубатор	Т-1	110/10	16	1982	2,27	19.06.2019	1,017	16,269	28,5	7,89	15.12.2021	1,200	19,200	108,1	15.12.2021	1,200	19,200	1860,0	0,0	8,097	8,097	8,097	8,097	8,097	8,097	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	1,497		
117			Т-2	110/10	16	1983	2,28		1,017			9,40		1,200				1,200				9,607	9,607	9,607	9,607	9,607	9,607									
118	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Карапчанка	Т-1	110/35/10	16	1991	8,83	16.06.2021	1,059	16,947	55,2	9,20	15.12.2021	1,200	19,200	90,1	15.12.2021	1,200	19,200	1131,0	1980,0	9,764	9,764	9,764	9,764	9,764	9,764	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	3,646		
119			Т-2	110/35/10	16	1983	0,00		1,059			5,23		1,200				1,200				5,791	5,791	5,791	5,791	5,791	5,791									
120	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Карьер	Т-1	110/10	16	1981	0,00	17.06.2020	1,050	10,504	5,6	1,23	16.12.2020	1,200	12,000	12,3	17.06.2020	1,021	10,208	30,0	0,0	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	9,642		
121			Т-2	110/10	10	1981	0,56		1,050			0,00		1,200				1,021				0,562	0,562	0,562	0,562	0,562	0,562									
122	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Киренск	Т-1	110/35/10	25	2011	8,58	17.06.2020	1,232	30,788	34,3	13,17	15.12.2021	1,250	31,250	111,0	15.12.2021	1,250	31,250	3117,0	0,0	13,516	13,516	13,516	13,516	13,516	13,516	113,8	113,8	113,8	113,8	113,8	113,8	2,797		
123			Т-2	110/35/10	25	2011	0,00		1,232			14,59		1,250				1,250				14,936	14,936	14,936	14,936	14,936	14,936									
124	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Котельная	Т-1	110/6	25	1982	6,86	16.06.2021	1,059	26,480	28,4	9,99	15.12.2021	1,200	30,000	60,7	15.12.2021	1,200	30,000	0,0	0,0	9,989	9,989	9,989	9,989	9,989	9,989	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	14,835		
125			Т-2	110/6	25	1982	0,24		1,059			5,18		1,200				1,200				5,176	5,176	5,176	5,176	5,176	5,176									
126	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Кузнецовка	Т-1	110/35/6	16	1994	2,59	16.06.2021	1,237	19,792	16,2	2,18	15.12.2021	1,250	20,000	26,9	15.12.2021	1,250	20,000	1274,0	0,0	2,322	2,322	2,322	2,322	2,322	2,322	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	15,417		
127			Т-2	110/35/6	16	1994	0,00		1,237			2,12		1,250				1,250				2,262	2,262	2,262	2,262	2,262	2,262									
128	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ ЛДК Игирма	Т-1	110/10	16	1981	2,91	16.06.2021	1,059	16,947	35,9	2,54	16.12.2020	1,200	19,200	34,2	16.06.2021	1,021	16,333	193,7	0,0	2,936	2,936	2,936	2,936	2,936	2,936	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	10,541		
129			Т-2	110/10	16	1981	2,84		1,059			2,93		1,200				1,021				2,857	2,857	2,857	2,857	2,857	2,857									
130	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Макарово	Т-1	110/10	6,3	1997	1,40	20.06.2018	1,204	7,585	22,2	1,68	15.12.2021	1,250	7,875	26,7	20.06.2018	1,213	7,642	50,0	0,0	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	6,231		
131	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Межница	Т-1	110/10	25	1979	3,60	20.06.2018	1,006	25,160	29,2	6,16	15.12.2021	1,200	30,000	58,6	15.12.2021	1,200	30,000	1812,0	0,0	6,360	6,364	6,364	6,364	6,364	6,364	60,1	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	14,955		
132			Т-2	110/10	25	1980	3,70		1,006			8,48		1,200				1,200				8,676	8,680	8,680	8,680	8,680	8,680									
133	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Игирма	Т-1	110/10	15	2001	3,40	20.06.2018	1,204	16,102	62,7	7,00	18.12.2019	1,250	18,750	110,7	18.12.2019	1,250	18,750	0,0	0,0	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	2,150		
134			Т-2	110/10	16	1990	6,00		1,006			9,60		1,200				1,200				9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600									
135	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Илимская	Т-1	110/10/6	25	1985	0,00	16.06.2021	1,059	26,480	1,8	2,26	15.12.2021	1,200	30,000	15,6	16.06.2021	1,021	25,520	96,0	0,0	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	25,036		
136			Т-2	110/10/6	25	1980	0,44		1,059			1,64		1,200				1,021				0,454	0,454	0,454	0,454	0,454	0,454									
137	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Коршуновка	Т-1	110/35/10	63	1982	0,39	20.06.2018	1,006	63,403	1,0	1,88	15.12.2021	1,200	75,600	6,9	20.06.2018	1,021	64,310	51,0	0,0	0,396	0,396	0,396	0,396	0,396	0,396	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	63,689		
138			Т-2	110/35/10	63	1980	0,22		1,006			2,45		1,200				1,021				0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226									
139	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Осетрово	Т-1	110/10	16	1938	2,98	16.06.2021	1,059	16,947	35,9	6,11	15.12.2021	1,200	19,200	91,7	15.12.2021	1,200	19,200	779,8	0,0	6,197	6,197	6,197	6,197	6,197	6,197	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	4,357		
140			Т-2	110/10	16	1986	2,77		1,059			8,56		1,200				1,200				8,647	8,647	8,647	8,647	8,647	8,647									
141	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Подымахино	Т-1	110/10	6,3	1984	0,50	19.06.2019	1,017	6,406	7,9	0,97	15.12.2021	1,200	7,560	17,8	19.06.2019	1,021	6,431	238,0	0,0	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	0,526	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	5,878		
142			Т-2	110/10	6,3	1984	0,00		1,017			0,15		1,200				1,021				0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026									
143	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Промбаза	Т-1	110/6	16	2006	0,09	16.06.2021	1,237	19,792	51,0	5,30	18.12.2019	1,250	20,000	63,8	18.12.2019	1,250	20,000	1585,0	7023,2	6,938	8,532	8,532	8,532	8,532	8,532	84,2	104,2	104,2	104,2	104,2	104,2	3,336		
144			Т-2	110/35/6	16	2006	8,07		1,237			4,90		1,250				1,250				6,538	8,132	8,132	8,132	8,132	8,132									
145	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/10/10	25	1990	9,41	20.06.2018	1,006	25,160	60,9	14,36	16.12.2020	1,200	30,000	108,8	16.12.2020	1,200	30,000	1285,0	0,0	14,427	14,443	14,443	14,471	14,503	14,503	109,3	109,4	109,4	109,6	109,9	109,9	2,524		2,524
146			Т-2	110/10/10	25	1990	5,82		1,006			12,83		1,200				1,200				12,897	12,913	12,913	12,941	12,973	12,973									
147	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ [illegible]	Т-3	110/10	25	1979	7,10	16.06.2021	1,059	26,480	53,3	12,52	15.12.2021	1,200	30,000	92,7	15.12.2021	1,200	30,000	2675,8	0,0	12,791	12,817	12,817	12,817	12,817	12,817	94,8	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	6,236		
148			Т-4	110/10	25	1980	6,23		1,059			10,65		1,200				1,200				10,920	10,946	10,946	10,946	10,946	10,946									
149	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ СТЭМИ	Т-1	110/6	25	1990	5,74	19.06.2019	1,017	25,420	61,0	14,95	15.12.2021	1,200	30,000	132,0	15.12.2021	1,200	30,000	0,0	0,0	14,950	14,950	14,950	14,950	14,950	14,950	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	-3,010		-3,010
150			Т-2	110/6	25	1990	9,52		1,017			18,06		1,200				1,200				18,060	18,060	18,060	18,060	18,060	18,060									
151	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ ЦРММ	Т-1	110/10	2,5	1982	0,27	17.06.2020	1,050	2,626	10,8	1,07	15.12.2021	1,200	3,000	42,8	15.12.2021	1,200	3,000	630,0	0,0	1,210	1,210	1,210	1,210	1,210	1,210	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	1,790		
152	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Южная (ПО СЭС)	Т-1	110/10	15	1969	5,20	20.06.2018	1,006	30,192	44,3	8,10	18.12.2019	1,200	36	55,7	20.06.2018	1,021	30,624	1611,7	0,0	8,219	8,219	8,219	8,219	8,219	8,219	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	13,566		
153			Т-2	110/10	15	1969	8,10		1,006			8,60		1,200				1,021				8,719	8,719	8,719	8,719	8,719	8,719									
154			Т-3	110/10	16	1994	0,00		1,204			0,00		1,250				1,213				0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119									
155	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Черемхово	Т-3	110/35/6	80	1996	0,00	16.06.2021	1,237	98,960	39,7	15,27	16.12.2020	1,250	100,000	44,1	16.12.2020	1,250	100,000	4357,0	1512,0	16,297	16,341	16,341	16,341	16,341	16,341	46,6	46,8	46,8	46,8	46,8	46,8	62,596		
156			Т-4	115/38,5/6,6	80	2011	31,75		1,237			19,99		1,250				1,250				21,019	21,063	21,063	21,063	21,063	21,063									
157	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Алтарик	Т-1	110/35/10	16	2006	2,88	20.06.2018	1,204	19,264	18,0	4,81	15.12.2021	1,250	20,000	30,0	15.12.2021	1,250	20,000	87,0	0,0	4,825	4,825	4,825	4,825	4,825	4,825	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	15,175		
158	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Ангарская	Т-1	110/35/6	63	1992	28,68	16.06.2021	1,237	66,730	91,4	37,80	15.12.2021	1,250	75,600	136,4	15.12.2021	1,250	75,600	522,0	0,0	37,796	37,796	37,796	37,854	37,854	37,854	136,4	136,4	136,4	136,6	136,6	136,6	-10,467	15,000	4,533
159			Т-2	110/35/6	63	1986	28,93		1,059			48,16		1,200				1,200				48,155	48,155	48,155	48,213	48,213	48,213									
160	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Балаганск	Т-1	110/35/10	10	1990	5,22	16.06.2021	1,059	10,592	52,2	10,86	15.12.2021	1,200	12,000	108,6	15.12.2021	1,200	12,000	911,2	0,0	10,961	10,961	10,961	10,961	10,961	10,961	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	0,938		
161			Т-2	110/35/10	10	1984	0,00		1,059			0,00		1,200				1,200				0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101									
162	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Бахтай	Т-1	110/35/10	16	2001	3,11	16.06.2021	1,237	19,792	19,4	4,04	15.12.2021	1,250	20,000	47,5	15.12.2021	1,250	20,000	1007,1	0,0	4,112	4,112	4,149	4,149	4,149	4,149	48,4	48,4	48,9	48,9	48,9	48,9	12,182		
163			Т-2	110/35/10	16	2001	0,00		1,237			3,56		1,250				1,250				3,632	3,632	3,669	3,669	3,669	3,669									
164	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Белореченская	Т-1	110/35/10	40	2016	8,71	16.06.2021	1,237	49,480	62,3	19,05	15.12.2021	1,250	50,000	107,6	15.12.2021	1,250	50,000	4305,6	1740,0	19,522	19,523	19,910	19,910	19,910	19,910	110,0	110,0	111,9	111,9	111,9	111,9	5,239		
165			Т-2	110/35/10	40	2018	16,22		1,237			23,99		1,250				1,250				24,463	24,464	24,851	24,851	24,851	24,851									
166	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Вокзальная	Т-1	110/10	16	1972	5,42	16.06.2021	1,059	16,947	79,4	10,72	15.12.2021	1,200	19,200	129,6	15.12.2021	1,200	19,200	0,0	0,0	10,715	10,715	10,715	10,715	10,715	10,715	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	-1,530	0,000	-1,530
167			Т-2	110/10	16	1972	7,29		1,059			10,02		1,200				1,200				10,015	10,015	10,015	10,015	10,015	10,015									
168	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Еловка	Т-1	110/10	25	2015	0,38	16.06.2021	1,237	30,925	1,6	0,03	15.12.2021	1,250	31,250	5,8	15.12.2021	1,250	31,250	540,0	6000,0	1,259	2,425	2,425	2,425	2,425	2,425	15,6	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	25,017		
169			Т-2	110/10	25	2015	0,02		1,237			1,41		1,250				1,250				2,641	3,807	3,807	3,807	3,807	3,807									
170	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Заря	Т-1	110/35/10	25	1996	10,30	16.06.2021	1,237	30,925	41,2	14,75	15.12.2021	1,250	31,250	101,9	15.12.2021	1,250	31,250	6145,0	0,0	15,429	15,429	15,429	15,429	15,429	15,429	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	4,402		
171			Т-2	110/35/10	25	1996	0,00		1,237			10,74		1,250				1,250				11,419	11,419	11,419	11,419	11,419	11,419									
172	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ЗГО	Т-1	110/35/6	25	1994	4,25	16.06.2021	1,237	30,925	37,0	9,16	15.12.2021	1,250	31,250	74,2	15.12.2021	1,250	31,250	2383,9	9100,0	9,425	12,964	12,964	12,964	12,964	12,964	76,3	104,6	104,6	104,6	104,6	104,6	5,096		
173			Т-2	110/35/6	25	1994	5,01		1,237			9,39		1,250				1,250				9,651	13,190	13,190	13,190	13,190	13,190									
174	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Ивановская	Т-1	110/35/10	16	2007	0,00	16.06.2021	1,237	19,792	28,3	2,79	16.12.2020	1,250	20,000	70,0	16.12.2020	1,250	20,000	874,0	0,0	2,891	2,891	2,891	2,891	2,891	2,891	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	8,612		
175			Т-2	110/35/10	25	1979	4,53		1,059			8,40		1,200				1,200				8,497	8,497	8,497	8,497	8,497	8,497									
176	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Карьерная	Т-1	110/35/6	25	1995	4,98	16.06.2021	1,237	10,592	49,8	6,52	19.12.2018	1,250	11,935	65,2	19.12.2018	1,250	12,000	0,0	0,0	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	6,520	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	5,480		
177			Т-2	110/35/6	10	1989	0,00		1,059			0,00		1,194				1,200				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
178	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Кутулик	Т-1	110/35/6	10	1972	5,23	16.06.2021	1,059	10,592	52,3	5,73	15.12.2021	1,200	12,000	120,2	15.12.2021	1,200	12,000	661,0	0,0	5,731	5,733	5,736	5,740	5,804	5,804	120,2	120,2	120,3	120,4	121,7	121,7	-0,166	0,166	0,000
179			Т-2	110/35/6	10	1972	0,00		1,059			6,29		1,200				1,200				6,288	6,290	6,293	6,297	6,361	6,361									
180	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Лесозавод	Т-1	110/35/10	20	1965	2,95	16.06.2021	1,059	21,184	26,2	7,83	15.12.2021	1,200	24,000	56,4	15.12.2021	1,200	24,000	591,0	4900,0	9,800	9,800	9,800	9,800	9,800	9,800	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1	8,777		
181			Т-2	110/35/10	20	1965	2,39		1,059			3,45		1,200				1,200				5,423	5,423	5,423	5,423	5,423	5,423									
182	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Мирная	Т-1	110/10	16	2007	0,00	16.06.2021	1,237	19,792	0,5	0,02	15.12.2021	1,250	20,000	5,4	15.12.2021	1,250	20,000	0,0	0,0	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	19,139		
183			Т-2	110/10	16	2007	0,08		1,237			0,84		1,250				1,250				0,842	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842									
184	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	10	2000	0,00	17.06.2020	1,232	10,504	57,6	6,46	15.12.2021	1,250	12,000	109,0	15.12.2021	1,250	12,000	1692,1	0,0	6,644	6,644	6,644	6,644	6,644	6,644	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7	0,728		

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЦП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2021 гг.: S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	День зимнего контрольного замера: Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2021 гг.: S, МВА	Дата замера	Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Параметры ЦП на период 2022-2027: Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2021 гг.	Коэффициент допустимой длительной перегрузки на период 2022-2027	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Заявленная мощность АТП и договоров 2022-2027 гг., кВт: до 670 кВт	670 кВт и выше	Нагрузка трансформаторов в период 2022-2027 гг., МВА: 2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %: 2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
185	(ЦЭС)	Новожилкино	Т-2	110/35/10	10	1978	5.76		1.050			4.44		1.200				1.200				4.628	4.628	4.628	4.628	4.628	4.628									
186	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	25	1990	12.02	16.06.2021	1.059	26,480	48,1	11.43	15.12.2021	1.200	30,000	92,2	15.12.2021	1.200	30,000	3265,9	4000,0	13.340	13.351	13.351	13.351	13.351	13.351	107,4	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	3,120		
187	(ЦЭС)	Новонукутск	Т-2	110/35/10	25	1979	0.00		1.059			11.61		1.200				1.200				13.517	13.528	13.528	13.528	13.528	13.528									
188	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	7.5	1964	0.00	20.06.2018	1.006	7,548	42,5	0.98	15.12.2021	1.200	9,000	44,6	20.06.2018	1.021	7,656	0,0	0,0	0.000	0,000	0.000	0.000	0,000	0,000	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	4,471		
189	(ЦЭС)	Огнеупоры	Т-2	110/6/6	25	1978	3.19		1.006			2.37		1.200				1.021				3.185	3.185	3.185	3.185	3.185	3.185									
190	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10	25	1990	4.73	16.06.2021	1.059	26,480	23,5	13.45	15.12.2021	1.200	30,000	62,3	15.12.2021	1.200	30,000	3176,5	0,0	13,802	13.802	13.802	13.802	13.802	13.802	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	13,724		
191	(ЦЭС)	Пионерская	Т-2	110/10	25	1990	1.15		1.059			2.12		1.200				1.200				2.474	2.474	2.474	2.474	2.474	2.474									
192	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	40	2009	6.16	16.06.2021	1.237	49,480	20,4	9.53	15.12.2021	1.250	50,000	38,2	15.12.2021	1.250	50,000	708,5	2000,0	9.604	10.048	10.048	10.048	10.048	10.048	38,6	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	33.688		
193	(ЦЭС)	Прибрежная	Т-2	110/35/6	40	2010	2.02		1.237			5.74		1.250				1.250				5.820	6.264	6.264	6.264	6.264	6.264									
194	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	25	1988	6.38	16.06.2021	1.059	26,480	61,1	5.48	15.12.2021	1.200	30,000	51,4	16.06.2021	1.021	25,520	6553,0	7765,0	7.233	8.788	8.788	8.788	8.788	8.788	67,9	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	5.426		
195	(ЦЭС)	Промышленная	Т-2	110/6	25	1988	8.90		1.059			7.37		1.200				1.021				9.751	11.306	11.306	11.306	11.306	11.306									
196	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ ПРП	Т-1	110/10	10	1980	2.65	20.06.2018	1.006	7,585	75.6	2.61	19.12.2018	1.194	7,875	93.2	19.12.2018	1.200	7,875	300,0	0.0	2.639	2.639	2.639	2.639	2.639	2.639	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	1,935		
197	(ЦЭС)		Т-2	110/10	6.3	2014	2.11		1.204			3.27		1.250				1.250				3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300									
198	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	25	1969	6.09	16.06.2021	1.059	26,480	68,2	13.00	18.12.2019	1.200	30,000	86,3	18.12.2019	1.200	30,000	282,0	0.0	13,029	13,029	13.029	13.029	13.029	13.029	86.6	86,6	86.6	86,6	86,6	86,6	8,362		
199	(ЦЭС)	Свирск	Т-2	110/35/6	31.5	1967	10.96		1.059			8.58		1.200				1.200				8.608	8.608	8.608	8.608	8.608	8.608									
200	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	40	1958	13.04	20.06.2018	1.006	40,256	71,3	8.97	19.12.2018	1.194	47,740	79.7	20.06.2018	1.021	40.832	0,0	5840,0	13.680	13.680	14.613	14.613	14.613	14.613	74,5	74,5	79,1	79,1	79,1	79,1	9,182		
201	(ЦЭС)	Цемзавод	Т-2	110/35/6	40	1976	15.47		1.006			22.91		1.194				1.021				16.104	16.104	17.037	17.037	17.037	17.037									
202	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	16	1988	0.00	16.06.2021	1.059	16,947	25,0	2.95	15.12.2021	1.200	19,200	39.0	16.06.2021	1.021	16,333	0.0	0,0	0.000	0,000	0.000	0.000	0.000	0.000	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	12,339		
203	(ЦЭС)	Юбилейная	Т-2	110/6	16	1988	3.99		1.059			3.28		1.200				1.021				3.994	3.994	3.994	3.994	3.994	3.994									
204	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Байкальская (110 кВ)	Т-3	110/6	10	1975	4,83	20.06.2018	1,006	10,064	48,3	9,19	18.12.2019	1,200	12,000	91,9	18.12.2019	1,200	12,000	2368,0	0,0	9,718	9,718	9,718	9,718	9,718	9,718	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	97,2	2,282		
205	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Шелехово (110 кВ)	Т-1	110/10	210	1992	164,65	20.06.2018	1,204	252,840	78,4	162,01	18.12.2019	1,250	262,500	77,1	20.06.2018	1,213	254,730	0,0	0,0	164,648	164,648	164,648	164,648	164,648	164,648	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	90,082		
206			Т-2	110/10	210	1994	0.00		1.204			0.00		1.250				1.213				0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000									
207			Т-5	110/10	80	1980	20.61	20.06.2018	1.006	80,512	50,2	0.00	18.12.2019	1.200	96,000	57,2	20.06.2018	1.021	81,664	0,0	0,0	20.611	20.611	20.611	20.611	20.611	20.611	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	41,472		
208			Т-7	110/10	80	1981	19.58		1.006			45.73		1.200				1.021				19.581	19.581	19.581	19.581	19.581	19.581									
209	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/10	25	2020	6.06	16.06.2021	1.237	30,925	26,8	13.20	15.12.2021	1.250	31,250	69.6	15.12.2021	1.250	31.250	7674,0	7620,0	15.234	15.564	15.564	15.564	15.564	15.564	85,9	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	9,125		
210	(ЮЭС)	Новая Лисиха	Т-2	110/10/10	25	2020	0.64		1.237			4.19		1.250				1.250				6.231	6.561	6.561	6.561	6.561	6.561									
211	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	25	2021	-	-	1.237	30,925	0,0	7.47	15.12.2021	1.250	31,250	29,9	15.12.2021	1.250	31,250	2849,6	0,0	7.782	7.782	7.782	7.782	7.782	7.782	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	23,152		
212	(ЮЭС)	Дачная	Т-2	110/35/10	25	2021	-		1.237			0.00		1.250				1.250				0.317	0.317	0.317	0.317	0.317	0.317									
213	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/10	25	2011	12.02	20.06.2018	1.204	30,100	122,3	26.42	16.12.2020	1.250	31,250	184,1	16.12.2020	1.250	31,250	2531,8	0,0	26.416	26.450	26.478	26.568	26.697	26.697	184,1	184,4	184,6	185,3	186,3	186,3	-15,534	17,000	1,666
214	(ЮЭС)	Березовая	Т-2	110/10/10	25	2010	18.53		1.204			19.61		1.250				1.250				19.605	19.639	19.667	19.757	19.886	19.886									
215	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/6	40	2002	7.16	16.06.2021	1.237	49,480	39,5	14.36	16.12.2020	1.250	50,000	72,1	16.12.2020	1.250	50,000	4171,4	4604,0	15.792	16.197	16.197	16.197	16.197	16.197	79,3	81,3	81,3	81,3	81,3	81,3	17,477		
216	(ЮЭС)	Глазково	Т-2	110/10/6	40	2005	8.63		1.237			14.49		1.250				1.250				15.922	16.327	16.327	16.327	16.327	16.327									
217	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	Т-1	110/10/10	40	2009	12.52	20.06.2018	1.204	48.160	45,0	22.03	18.12.2019	1.250	50,000	72,7	18.12.2019	1.250	50,000	3835,5	5331,6	23.462	23.462	23.462	23.462	23.462	23.462	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	18,044		
218			Т-2	110/10/10	40	2009	5,49		1,204			7,06		1,250				1,250				8,494	8,494	8,494	8,494	8,494	8,494									
219	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Ерши	Т-1	110/35/6	10	1999	3.05	16.06.2021	1.237	22,962	46,2	4.40	15.12.2021	1.250	24,5	96.1	15.12.2021	1.250	24,500	352,0	900,0	4.423	4.523	4.523	4.523	4.523	4.523	96.5	98.0	98,0	98,0	98.0	98.0	4,907		
220			Т-2	110/6	10	1972	4.20		1,059			10.01		1.200				1.200				10.032	10.132	10.132	10.132	10,132	10,132									
221			Т-3	110/6	16	2011	2.00		1.237			4.81		1.250				1.250				4.838	4.938	4.938	4.938	4.938	4,938									
222	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Знаменская	Т-1	110/6	16	2001	4,99	20.06.2018	1,204	19,264	31.2	6,36	15.12.2021	1,250	20,000	39.8	15.12.2021	1,250	20,000	237,5	690,0	6.719	6.722	6,722	6.722	6,722	6,722	42.0	42,0	42.0	42,0	42,0	42,0	13,278		
223	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/10	25	2009	7.16	16.06.2021	1.237	30,925	37,4	6.11	15.12.2021	1.250	31,250	64,9	15.12.2021	1,250	31,250	3305,5	2100.0	6.940	6.940	6.940	6.940	6.940	6.940	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	13.365		
224	(ЮЭС)	Знаменская-2	Т-2	110/10/10	25	2011	2.20		1.237			10.11		1.250				1.250				10.945	10.945	10.945	10.945	10.945	10.945									
225	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	16	1986	2.05	16.06.2021	1,059	16,947	20,5	2.08	15.12.2021	1.200	19,200	26,3	16.06.2021	1,021	16,333	0,0	4000,0	3.603	3.603	3.603	3.603	3.603	3.603	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	9,904		
226	(ЮЭС)	ИЗКСМ	Т-2	110/35/10	16	1986	1.27		1.059			2.13		1.200				1.021				2.827	2.827	2.827	2.827	2.827	2.827									
227	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ИАЗ	Т-1	110/6	25	2011	12.33	20.06.2018	1.204	60,2	53,6	18.94	16.12.2020	1.250	62,5	81,5	16.12.2020	1.250	62,500	134,0	0.0	18.950	18.950	18.950	18.950	18.950	18.950	81,5996	81,6	81,6	81,6	81,6	81.6	21,700		
228			Т-2	110/6	25	2013	11.02		1.204			12.93		1.250				1.250				12.940	12.940	12.940	12.940	12.940	12.940									
229			Т-3	110/10/6	25	2006	3.44		1.204			8.90		1.250				1.250				8.910	8.910	8.910	8.910	8.910	8.910									
230	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	25	2010	3.79	16.06.2021	1.237	30,925	117,3	25.83	15.12.2021	1.250	31,250	202,0	15.12.2021	1.250	31,250	10644,5	1200,0	26.102	26.223	26.298	26.461	27.209	27.209	204,2	205,2	205,8	207,1	213,1	213,1	-22,020	7,000	-15,020
231	(ЮЭС)	Изумрудная	Т-2	110/35/10	25	2010	25.54		1.237			24.68		1.250				1.250				24.955	25.076	25.151	25.314	26.062	26.062									
232	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	16	1975	0.87	20.06.2018	1.006	10,064	9,9	10.95	15.12.2021	1.200	12,000	113,5	15.12.2021	1.200	12,000	665,0	0.0	11.022	11.022	11.022	11.022	11.022	11.022	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	0,498		
233	(ЮЭС)	Искра	Т-2	110/6	10	1966	0.11		1.006			0.41		1.200				1.200				0.480	0.480	0.480	0.480	0.480	0.480									
234	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	40	1968	14.87	20.06.2018	1.006	40,256	63,7	22.07	18.12.2019	1.200	48,000	98,0	18.12.2019	1.200	48,000	4544.4	31924,0	31.828	31.854	31.983	32.021	32.147	32.147	146,7	146,9	147,5	147,7	148,3	148,3	-11,334	3,580	-7,754
235	(ЮЭС)	Кировская	Т-2	110/35/6	40	1971	10.60		1.006			17.11		1.200				1.200				26.868	26.894	27.023	27.061	27.187	27.187									
236	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кировская	Т-3	110/6	40	1988	7,20	20.06.2018	1,006	40,256	18,0	16,84	18.12.2019	1.200	48,000	42,1	18.12.2019	1.200	48,000	5,0	0,0	16.840	16,841	16,841	16,841	16,841	16,841	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	31,159		
237	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	16	1977	15.99	16.06.2021	1.059	16,947	99,9	14.00	15.12.2021	1.200	19,200	206,0	15.12.2021	1.200	19,200	2998,0	0.0	14.004	14.007	14.031	14.072	14.337	14.337	206,0	206,1	206,4	206,9	210,2	210,2	-14,432	14,432	0,000
238	(ЮЭС)	Летняя	Т-2	110/35/10	16	1977	0.00		1.059			18.96		1.200				1.200				18.962	18.965	18.989	19.030	19.295	19.295									
239	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10	25	1983	16.77	16.06.2021	1.059	26,480	117,0	20.44	15.12.2021	1.200	30,000	182,0	15.12.2021	1.200	30,000	10131,2	1000,0	20.676	20.753	21.117	21.283	21.783	21.783	183,9	184,5	187,4	188,8	192,8	192,8	-18,193	14.000	-4,193
240	(ЮЭС)	Луговая	Т-2	110/10	25	1983	12.47		1.059			25.06		1.200				1.200				25.303	25.380	25.744	25.910	26.410	26.410									
241	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	40	2016	13.53	17.06.2020	1.232	49,260	65,4	20.66	15.12.2021	1.250	50,000	91.0	15.12.2021	1.250	50,000	2952,2	1150,0	21.235	21.238	21.266	21.296	21.563	21.563	93,8	93,9	94,0	94,1	95,5	95.5	11,810		
242	(ЮЭС)	Мельниково	Т-2	110/35/6	40	2017	12.62		1.232			15.72		1.250				1.250				16.299	16.302	16.330	16.360	16.627	16.627									
243	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-3	110/35/6	25	1987	16.97	16.06.2021	1.059	26,480	93,7	29.55	15.12.2021	1.200	30,000	187,8	15.12.2021	1.200	30,000	2952,2	0,0	29.545	29.548	29.576	29.606	29.873	29.873	187,8	187,8	188,0	188,2	190,4	190,4	-17,595	19.600	2,005
244	(ЮЭС)	Мельниково	Т-4	110/35/6	25	1980	6.44		1.059			17.39		1.200				1.200				17.394	17.397	17.425	17.455	17.722	17.722									
245	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10	10	2011	3.55	20.06.2018	1.204	10,064	61,9	5.01	15.12.2021	1.250	12,000	72,2	20.06.2018	1.213	10,208	1908.0	1500,0	4.094	4.094	4.094	4.094	4.094	4.094	72,8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	2,931		
246	(ЮЭС)	Молодежная	Т-2	110/10	10	1984	2.64		1.006			2.21		1.200				1.021				3.182	3.182	3.182	3.182	3.182	3.182									
247	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	25	1970	11.79	16.06.2021	1.059	26,480	71,1	16.79	19.12.2018	1.194	29,838	100,8	19.12.2018	1.200	30,000	9757,0	991,3	17.870	18.090	18.090	18.090	18.090	18.090	109,5	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	2.180		
248	(ЮЭС)	Нагорная	Т-2	110/35/6	25	1970	5.98		1.059			8.43		1.194				1.200				9.509	9.729	9.729	9.729	9.729	9.729									
249	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	110/35/6	20	1968	3.69	16.06.2021	1.059	32,8352	43,4	7.38	15.12.2021	1.200	37,2	66,1	15.12.2021	1.200	37,200	2145,4	820,0	7.657	7.657	7.657	7.657	7.657	7.657	68,8	68,8	68.8	68,8	68,8	68.8	15,876		
250			Т-2	110/6	15	1968	4.65		1.059			5.41		1.200				1.200				5.694	5.694	5.694	5.694	5.694	5.694									
251			Т-3	110/6	16	1979	5.11		1.059			7.69		1.200				1.200				7.972	7.972	7.972	7.972	7.972	7.972									
252	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	40	2008	19.39	20.06.2018	1.204	48,160	136,4	42.65	16.12.2020	1.250	50,000	223,1	16.12.2020	1.250	50,000	5132.6	9505.2	45.812	45.861	46.104	46.157	46.382	46.382	238,9	239,2	240,4	240,6	241,8	241,8	-46,704	54,980	8,276
253	(ЮЭС)	Пивзавод	Т-2	110/35/10	40	2008	35.16		1.204			46.59		1.250				1.250				49.752	49.801	50.044	50.097	50.322	50,322									
254	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/10	40	2007	13.64	20.06.2018	1.204	48,160	73,8	30.01	15.12.2021	1.250	50,000	98,4	15.12.2021	1.250	50,000	5504,0	1000,0	30.841	30.843	30.843	30.843	30.843	30.843	102,5	102,5	102.5	102,5	102.5	102,5	8,983		
255	(ЮЭС)	Приморская	Т-2	110/10/10	40	2007	15.89		1.204			9.34		1.250				1.250				10.172	10.174	10.174	10.174	10.174	10.174									
256	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	25	2007	8.16	20.06.2018	1.204	30,100	63,9	10.83	15.12.2021	1.250	31,250	104,6	15.12.2021	1.250	31,250	3202,1	0,0	11.188	11.188	11.188	11,188	11.188	11.188	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	4,397		
257	(ЮЭС)	Рабочая	Т-2	110/6	25	2007	7.82		1.204			15.31		1.250				1.250				15.665	15.665	15.665	15,665	15.665	15.665									
258	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	40	1973	6.55	20.06.2018	1.006	40,256	23,0	9.83	19.12.2018	1.194	47,740	35,2	20.06.2018	1.021	40,832	1104,0	1640,0	7.039	7.039	7.039	7.039	7.039	7.039	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	30,670		
259	(ЮЭС)	Релейная	Т-2	110/6	40	1973	2.64		1.006			4.27		1.194				1.021				3.123	3.123	3.123	3.123	3.123	3.123									
260	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	16	2006	2.62	16.06.2021	1.237	18,555	28,6	5.57	15.12.2021	1.250	18,750	71,8	15.12.2021	1.250	18,750	0,0	5000,0	5.571	6.682	6.682	6.682	6.682	6.682	71,8	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	5,760		
261	(ЮЭС)	Рудная	Т-2	110/6	15	2007	1.68		1.237			5.20		1.250				1.250				5.197	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308									
262	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10	6.3	1990	2.92	20.06.2018	1.006	6,340	79,2	7.40	15.12.2021	1.200	7,560	117,5	15.12.2021	1.200	7,560	495,0	1900,0	7.718	7.719	7.726	7.736	7.773	7.773	127,5	127,6	127,8	128,1	129,3	129,3	-0,584	0,000	-0,584
263	(ЮЭС)	Сосновая	Т-2	110/10	6.3	1990	2.07		1.006			0.00		1.200				1.200				0.317	0.318	0.325	0.335	0.372	0.372									
264	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Спутник	Т-1	110/6	15	1971	4.96	16.06.2021	1.059	31,776	61,8	5.14	16.12.2020	1.200	36	102,3	16.12.2020	1.200	36,000	2081,5	1200,0	5.472	5.472	5.472	5.472	5.472	5.472	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	105,6	4,306		
265			Т-2	110/6	15	1971	4.78		1.059			16.71		1.200				1.200				17.042	17.042	17.042	17.042	17.042	17.042									
266			Т-3	110/6	25	2001	8.78		1.237			8.85		1.250				1.250				9.180	9.180	9.180	9.180	9.180	9.180									
267	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	25	2015	10.19	20.06.2018	1.204	30,100	85,5	14.81	18.12.2019	1.250	31,250	111,1	18.12.2019	1.250	31,250	3413,9	2667,6	15.118	15.777	15.777	15.777	15.779	15.779	117,6	118,8	118,8	118,8	118,9	118,9	1,536		
268	(ЮЭС)	Студенческая	Т-2	110/6	40	2006	11.19		1.204			12.96		1.250				1.250				13.274	13.933	13.933	13.933	13.935	13.935									
269	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/10	25	1992	7.21	20.06.2018	1.204	25,160	86,7	10.60	15.12.2021	1.250	30,000	118,9	15.12.2021	1.250	30.000	267,0	0,0	10.604	10.604	10.604	10.629	10.634	10.634	118,9	118,9	118,9	119,1	119,1	119,1	0,218	0,000	0,218
270	(ЮЭС)	Туристская	Т-2	110/35/10	25	1977	14.47		1.006			19.12		1.200				1.200				19.119	19.119	19.119	19.144	19.149	19.149									
271	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/10/6	40	1987	0.00	20.06.2018	1.006	40,256	61,5	17.48	15.12.2021	1.200	48,000	89,3	15.12.2021	1.200	48.000	3814,8	1858,8	18.303	18.316	18.316	18.316	18.316	18.316	93,4	93.5	93,5	93.5	93.5	93,5	10,604		
272	(ЮЭС)	Центральная	Т-2	110/10/6	40	1993	24.59		1.204			18.24		1.250				1.250				19.067	19.080	19.080	19.080	19.080	19.080									
273	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ	Т-1	110/6	40.5	1965	0.00	16.06.2021	1.059	42,368	30,5	12.59	15.12.2021	1.200	48,000	55,1	15.12.2021	1.200	48,000	2642,7	808,0	12.881	13.060	13.060	13.060	13.060	13.060	56,6	57,5	57,5	57,5	.57,5	57,5	25,008		
274	(ЮЭС)	Цимлянская	Т-2	110/6	40	1966	12.18		1.059			9.46		1.200				1.200				9.753	9.932	9.932	9.932	9.932	9.932									
275	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Цимлянская	Т-3	110/6	40	1967	7,09	20.06.2018	1,006	40,256	17,7	0,75	16.12.2020	1,200	48,000	1,9	20.06.2018	1.021	40.832	0,0	0,0	7,093	7,093	7,093	7,093	7,093	7,093	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	33.739		
276	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Южная (ПО ЮЭС)	Т-1	110/35/6	20	1967	8.47	20.06.2018	1.006	20,128	92,8	18.80	15.12.2021	1.200	24,000	181,6	15.12.2021	1.200	24,000	971,0	0,0	18.804	18.804	18.828	18.833	18.912	18.912	181,6	181,6	181,8	181,9	182,7	182,7	-12,532	14,600	2,068
277			Т-2	110/35/6	20	1959	10.10		1,006			17,51		1,200				1.200				17,512	17,512	17,536	17,541	17,620	17,620									

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЦП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном., МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера					День зимнего контрольного замера					Параметры ЦП на период 2022-2027			Заявленная мощность АТП и договоров 2022-2027 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2022-2027 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2027 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2027 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2021 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительность допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2021 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительность допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2021 гг.	Коэффициент допустимой длительной перегрузки на период 2022-2027	Длительность допустимая нагрузка ЦП, МВА	до 670 кВт	670 кВт и выше	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																								
278	ОАО «НЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Быстрая	Т-1	110/6	2,5	2008	0,85	16.06.2021	1,237	3,093	34,1	0,58	16.12.2020	1,250	3,125	23,3	16.06.2021	1,213	3,033	1330,0	0,0	1,001	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	40,0	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	1,884		
279	АО «Витязьэнерго»	ПС 220 кВ Чандро	Т-2	110/10	6,3	2020	0,00	20.06.2018	1,204	7,585	0,0	2,02	15.12.2021	1,250	7,875	32,1	15.12.2021	1,250		0,0	0,0	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	2,020	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1			
280			Т-1	110/35/6	16	1990	15,80		1,050			3,95		1,200				1,021				15,800	15,800	15,800	15,800	15,800	15,800									
281	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Артемовская	Т-2	110/35/6	10 (16 МВА с 2023 г.)	1962	5,70	17.06.2020	1,050	10,500	215,0	0,00	18.12.2019	1,200	12,000	39,5	17.06.2020	1,021	16,333	0,0	0,0	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	215,0	134,4	134,4	134,4	134,4	134,4	5,100		5,100
282	АО «Витязьэнерго»	РП 110 кВ Полос	Т-1	110/10	2,5	2015	0,76	16.06.2021	1,237	3,093	30,5	0,00	18.12.2019	1,250	3,125	7,6	16.06.2021	1,213	3,033	0,0	0,0	0,762	0,762	0,762	0,762	0,762	0,762	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	2,271		
283			Т-2	110/10	2,5	2015	0,00		1,237			0,19		1,250				1,213				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
284	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Перевоз	Т-1	110/35/6	10	1993	7,36	16.06.2021	1,237	12,370	73,6	0,00	16.12.2020	1,250	12,500	73,0	16.06.2021	1,213	12,130	0,0	946,0	7,780	7,780	7,780	7,780	7,780	7,780	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0	3,929		
285			Т-2	110/35/6	10	1993	0,00		1,237			2,10		1,250				1,213				0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420									
286	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Кропоткинская	Т-1	110/35/6	16	2003	8,65	20.06.2018	1,204	10,248	147,1	7,63	15.12.2021	1,250	12,000	76,3	20.06.2018	1,213	29,616	0,0	7600,0	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	5,120	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	8,150	0,000	8,150
287			Т-2	110/35/6	10	1968	6,06		1,006			0,00		1,200				1,021				5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128									
288	АО «Витязьэнерго»	Модульная ПС	Т-1	110/6	25	2022	0,00	-	1,237	-	0,0	0,00	-	1,250	-	49,0	-	1,213		0,0	0,0	11,218	11,218	11,218	11,218	11,218	11,218									
289	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Бодайбинская	Т-1	110/35/6	16	2012	8,68	20.06.2018	1,204	38,528	98,3	13,16	15.12.2021	1,250	40	99,1	20.06.2018	1,213	38,816	0,0	1000,0	8,828	8,828	8,828	8,828	8,828	8,828	99,638 9	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	6,932		
290			Т-2	110/35/6	16	2001	6,75		1,204			11,24		1,250				1,213				6,898	6,898	6,898	6,898	6,898	6,898									
291			Т-3	110/35/6	16	2001	16,01		1,204			7,31		1,250				1,213				16,158	16,158	16,158	16,158	16,158	16,158									
292	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Мараканская	Т-1	110/35/6	10	1969	8,31	19.06.2019	1,017	6,406	131,9	2,89	15.12.2021	1,200	7,560	45,9	19.06.2019	1,021	10,208	0,0	0,0	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	131,9	131,9	83,1	83,1	83,1	83,1	1,898	0,000	1,898
293			Т-2	110/35/6	6,3 (10 МВА с 2024 г.)	1979	0,00					0,00										0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
294	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Вачинская	Т-1	110/35/6	10	1995	5,90	17.06.2020	1,232	12,315	59,0	6,03	15.12.2021	1,250	12,500	60,3	17.06.2020	1,213	12,130	0,0	0,0	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	6,230		
295	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Вачинская	Т-2	110/35/6	5,6	1960	4,54	20.06.2018	1,006	5,636	81,1	1,28	19.12.2018	1,194	6,684	22,9	20.06.2018	1,021	5,716	0,0	0,0	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	81,1	1,176		
296	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Светлый	Т-1	110/35/6	10	1991	0,60	17.06.2020	1,050	10,504	6,0	2,00	15.12.2021	1,200	12,000	20,0	17.06.2020	1,021	10,208	0,0	0,0	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	9,608		
297	АО «Витязьэнерго»	ПС 110 кВ Вершинская	Т-1	110/6	16	2011	8,88	16.06.2021	1,237	19,792	110,3	10,00	15.12.2021	1,250	20,000	124,2	15.12.2021	1,250	40,000	0,0	0,0	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	6,873	0,000	6,873
298			Т-2	110/6	16	2011	8,81		1,237			9,88		1,250				1,250				6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625									
299			Т-3	110/6	32 (с 2022 г.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		1,250				6,625	6,625	6,625	6,625	6,625	6,625									
300	ООО «Друза»	ПС 110 кВ Невский	Т-1	110/6	6,3 (16 МВА с 2022 г.)	1989	6,11	16.06.2021	1,006	6,672	97,0	6,14	19.12.2018	1,200	7,560	97,5	16.06.2021	1,021	19,408	0,0	8402,0	13,577	13,577	13,577	13,577	13,577	13,577	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	5,831		
301	ПАО «Высочайший»	ПС 110 кВ Высочайший	Т-1	110/6	6,3	1989	7,47	20.06.2018	1,017	6,673	237,1	7,24	18.12.2019	1,194	7,56	229,5	20.06.2018	1,021	25,840	0,0	10000,0	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	118,6	118,6	118,6	118,6	118,6	118,6	2,011		
302			Т-2	110/6	6,3	1989	7,47		1,006			7,24		1,194				1,021				7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470									
303			Т-3	110/6	16	2022	0,00		1,204			0,00		1,250				1,213				8,889	8,889	8,889	8,889	8,889	8,889									
304	ПАО «Высочайший»	ПС 110 кВ Уралан	Т-1	110/6	16,0	1989	6,10	16.06.2021	1,017	16,269	74,0	6,79	18.12.2019	1,200	19,200	82,4	16.06.2021	1,021	16,333	0,0	0,0	6,095	6,095	6,095	6,095	6,095	6,095	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	4,499		
305			Т-2	110/6	16,0	1989	5,74		1,059			6,40		1,200				1,021				5,739	5,739	5,739	5,739	5,739	5,739									
306	ПАО «Высочайший»	ПС 110 кВ Ананпра	Т-1	110/6	2,5 (6,3 МВА с 2022 г.)	1989	5,10	16.06.2021	1,059	2,648	304,0	0,91	15.12.2021	1,200	3,000	36,2	16.06.2021	1,021	7,642	0,0	2050,0	6,921	6,921	6,921	6,921	6,921	6,921	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	109,9	0,721	0,000	0,721
307	ПАО «Высочайший»	ПС 110 кВ Б.Баллатлах	Т-1	110/6	2,5	1989	0,41	16.06.2021	1,059	2,626	16,5	0,50	16.12.2020	1,200	3,000	20,0	16.06.2021	1,021	2,552	0,0	0,0	0,412	0,412	0,412	0,412	0,412	0,412	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	2,140		
308	ИНЦ СО РАН	ПС 110 кВ Академическая	Т-1	110/6	16	1979	3,39	16.06.2021	1,059	21,184	33,4	7,22	16.12.2020	1,200	24	63,8	16.12.2020	1,200	24,000	0,0	0,0	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	11,250		
309			Т-2	110/6	10	1965	0,00		1,059			0,00		1,200				1,200				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
310			Т-3	110/6	10	1965	3,28		1,059			5,53		1,200				1,200				5,530	5,530	5,530	5,530	5,530	5,530									
311	АО «АЭХК»	ПС 110 кВ Водозабор-1	Т-1	110/6	15	1989	0,00	19.06.2019	1,017	15,252	29,6	0,00	18.12.2019	1,200	18,000	31,1	19.06.2019	1,021	15,312	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	10,874		
312			Т-2	110/6	16	1989	4,44		1,017			1,67		1,200				1,021				4,438	4,438	4,438	4,438	4,438	4,438									
313	АО «АНХК»	ПС 110 кВ ЦРП-2	Т-1	110/35/6	63	1992	14,75	20.06.2018	1,211	75,852	30,7	13,39	18.12.2019	1,250	78,750	29,9	20.06.2018	1,213	76,419	0,0	0,0	14,749	14,749	14,749	14,749	14,749	14,749	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	57,053		
314			Т-2	110/35/6	63	1992	4,62		1,204			5,45		1,250				1,213				4,617	4,617	4,617	4,617	4,617	4,617									
315	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-8	Т-1	110/35/6	80	2013	17,21	19.06.2019	1,237	96,840	30,2	16,87	15.12.2021	1,250	100,000	28,7	19.06.2019	1,213	97,040	0,0	1700,0	17,871	17,871	17,871	17,871	17,871	17,871	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	71,576		
316			Т-2	110/35/6	80	2013	6,93		1,211			6,12		1,250				1,213				7,593	7,593	7,593	7,593	7,593	7,593									
317	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-10	Т-1	110/6	25	2002	4,03	19.06.2019	1,211	30,263	32,7	5,10	18.12.2019	1,250	31,250	40,1	18.12.2019	1,250	31,250	0,0	2500,0	5,519	5,519	5,519	5,519	5,519	5,519	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	20,385		
318			Т-2	110/6	25	2002	4,15		1,211			4,93		1,250				1,250				5,347	5,347	5,347	5,347	5,347	5,347									
319	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-11	Т-1	110/6	80	1974	13,39	19.06.2019	1,006	80,512	24,3	8,06	19.12.2018	1,200	96,000	19,0	19.06.2019	1,021	81,664	0,0	0,0	13,388	13,388	13,388	13,388	13,388	13,388	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	62,247		
320			Т-2	110/6	80	1980	6,03		1,017			6,38		1,200				1,021				6,029	6,029	6,029	6,029	6,029	6,029									
321	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-12	Т-1	110/6	40	2006	20,53	17.06.2020	1,211	48,420	91,8	19,47	18.12.2019	1,250	50,000	88,9	17.06.2020	1,213	48,520	0,0	0,0	20,530	20,530	20,530	20,530	20,530	20,530	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	11,786		
322			Т-2	110/6	40	2006	16,20		1,232			16,09		1,250				1,213				16,204	16,204	16,204	16,204	16,204	16,204									
323	АО «БЭСК»	ПС 110 кВ Автострой	Т-1	110/6	20	1970	3,05	16.06.2021	1,059	21,184	35,4	3,77	15.12.2021	1,200	24,000	57,2	15.12.2021	1,200	24,000	15,0	0,0	3,772	3,772	3,772	3,772	3,772	3,772	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	12,567		
324			Т-2	110/6	20	1970	4,02		1,059			7,66		1,200				1,200				7,662	7,662	7,662	7,662	7,662	7,662									
325	ООО «ЭНКТП»	ПС 110 кВ КПД	Т-1	110/6	16	1980	2,33	17.06.2020	1,050	16,806	39,5	6,20	16.12.2020	1,200	19,200	79,1	16.12.2020	1,200	19,200	1160,0	1100,0	6,329	6,757	6,757	6,757	6,757	6,757	80,7	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	5,437		
326			Т-2	110/6	16	1980	3,99		1,050			6,45		1,200				1,200				6,579	7,007	7,007	7,007	7,007	7,007									
327	АО «БЭСК»	ПС 110 кВ Солнечная	Т-1	110/10	40	1981	1,51	16.06.2021	1,059	42,368	7,0	1,56	15.12.2021	1,200	48,000	7,1	16.06.2021	1,021	40,832	0,0	0,0	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	38,052		
328			Т-2	110/10	40	1981	1,37		1,059			1,27		1,200				1,021				1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270									
329	ООО «ЭНКТП»	ПС 110 кВ Бикеп	Т-1	110/10	2,5	1999	0,96	20.06.2018	1,237	3,010	56,8	0,75	15.12.2021	1,250	3,125	70,8	15.12.2021	1,250	3,125	31,0	0,0	0,753	0,753	0,753	0,753	0,753	0,753	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	1,348		
330			Т-2	110/10	2,5	1999	0,46		1,204			1,02		1,250				1,250				1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023									
331	ООО ЭК «Ридже»	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/6	40	2013	8,90	16.06.2021	1,237	49,480	46,2	10,85	15.12.2021	1,250	50,000	60,2	15.12.2021	1,250	50,000	0,0	0,0	10,846	10,846	10,846	10,846	10,846	10,846	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	25,923		
332			Т-2	110/6	40	2013	9,57		1,237			13,23		1,250				1,250				13,231	13,231	13,231	13,231	13,231	13,231									
333	ОАО «Тываэнерго»	ПС 110 кВ Содержание	Т-1	110/6	6,6	1989	1,49	19.06.2019	1,017	6,711	48,9	2,22	18.12.2019	1,200	7,920	72,4	18.12.2019	1,200	7,920	80,0	0,0	2,229	2,229	2,229	2,229	2,229	2,229	72,7	72,7	72,7	72,7	72,7	72,7	3,122		
334			Т-2	110/6	6,6	1989	1,74		1,017			2,56		1,200				1,200				2,569	2,569	2,569	2,569	2,569	2,569									
335	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	ПС 110 кВ Мусковит	Т-1	110/35/6	7,5	1963	0,00	20.06.2018	1,059	5,636	35,7	6,60	15.12.2021	1,194	6,684	117,9	15.12.2021	1,200	6,720	0,0	0,0	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	0,120		
336			Т-2	110/35/6	5,6	1963	2,00		1,006			0,00		1,194				1,200				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
337	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ ГПП-1	Т-1	110/6	40	1992	10,44	19.06.2019	1,211	32,029	88,7	13,92	18.12.2019	1,250	37,800	101,2	19.06.2019	1,213	32,155	3096,2	0,0	10,781	10,781	10,781	10,781	10,781	10,781	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	3,516	0,000	3,516
338			Т-2	110/6	31,5	1964	17,51		1,017			17,96		1,200				1,021				17,858	17,858	17,858	17,858	17,858	17,858									
339	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ ГПП-6	Т-1	110/6	25	1986	4,78	19.06.2019	1,059	26,480	19,4	5,55	15.12.2021	1,200	30,000	22,2	19.06.2019	1,021	25,520	0,0	0,0	4,778	4,778	4,778	4,778	4,778	4,778	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	20,742		
340	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Таговая-1	Т-1	110/10	15	1967	1,05	17.06.2020	1,017	12,315	70,9	2,12	18.12.2019	1,200	12,500	83,9	18.12.2019	1,200	12,500	0,0	0,0	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9	4,111		
341			Т-2	110/6	10	2007	6,04		1,232			6,27		1,250				1,250				6,272	6,272	6,272	6,272	6,272	6,272									
342	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Таговая-1	Т-3	110/6	10	2009	3,92	19.06.2019	1,204	12,040	51,3	3,60	19.12.2018	1,250	12,500	73,0	19.12.2018	1,250	12,500	0,0	0,0	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	5,200		
343			Т-4	110/10	15	1967	1,22		1,017			3,70		1,200				1,200				3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700									
344	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Таговая-2	Т-1	110/10	16	2019	0,00	20.06.2018	1,204	19,264	10,0	0,00	19.12.2018	1,250	20,000	10,0	20.06.2018	1,213	19,408	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	17,808		
345			Т-4	110/10	32	1974	1,60		1,006			1,70		1,194				1,021				1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600									
346			Т-2	110/6	10	1965	0,00	16.06.2021	1,006	6,673	56,7	1,20	19.12.2018	1,200	7,560	41,3	16.06.2021	1,021	6,431	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	2,858		
347			Т-3	110/6	6,3	1970	3,57		1,059			1,40		1,200				1,021				3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573									

ПС 110 кВ Летняя

В настоящий момент на подстанции 110 кВ Летняя установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1977 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1977 г. ввода в эксплуатацию.

От ПС 110 кВ Летняя по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Жемчужная, ПС 35 кВ Оптимист, ПС 35 кВ Зелёный Мыс, ПС 35 кВ Монолит, ПС 35 кВ 28 км, ПС 35 кВ Панси онат. От шин 10 кВ ПС 110 кВ Летняя запитаны более 31 СНТ, посёлки Патроны и Еловый, центр радиоконтроля (объект с 1 категорией надёжности электроснабжения).

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2020 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 16 декабря 2020 года при температуре наружного воздуха, равной -15,0°С, и составила 35,47 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 221,7% от Sном (или 184,7% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 14,6 МВт).

В соответствии с результатами ТЭО, приведенного в СиПР 2022-2026 гг., для разгрузки ПС 110 кВ Летняя рекомендовано сооружение ПС 110 кВ Дачная.

В соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. выполнено строительство ПС 110 кВ Дачная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с отпайками от ВЛ 110 кВ Восточная –Туристская 1,2 цепь (0,05 км). ПС 110 кВ Дачная введена в эксплуатацию в декабре 2021 г.

Для перевода нагрузки 35 кВ (в т.ч. ПС 35 кВ Дачная) и части нагрузки с РУ 10 кВ ПС 110 кВ Летняя на ПС 110 кВ Дачная предусматривается сооружение ЛЭП 10 кВ и 35 кВ со сроком реализации в 2022 г.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Летняя в 2021 г. зафиксирована в 18-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 32,97 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 206,0% от Sном (или 171,7% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 12,4 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 599,6 кВт (666,2 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2998,0	0,2	599,6	666,2	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**599,6**	**666,2**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 33,632 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 210,2% от Sном (или 175,2% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 13,0 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1508 от 07.04.2022) реализация всех мероприятий позволит перевести на новую ПС 110 кВ Дачная нагрузку ПС 35 кВ Дачная в размере 2,7 МВт (3 МВА), ПС 35 кВ Пансионат в размере не менее 2,7 МВт (3 МВА) и ПС 35 кВ Жемчужная в размере не менее 6,3 МВт (7 МВА) Суммарный объем перевода нагрузки на новую ПС 110 кВ Дачная составит не менее 11,7 МВт (13 МВА). При этом по информации ОАО «ИЭСК» текущий резерв мощности по ПС 110 кВ Дачная позволяет в будущем перевести нагрузку с ПС 110 кВ Летняя в объеме ГАО путем реконструкции электрической сети 35 кВ.

Таким образом, на перспективу до 2027 г. при условии осуществления перевода нагрузки на новую ПС 110 кВ Дачная, существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Летняя достаточно.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Южная (ПО ЮЭС)

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 20,0 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1967 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 20,0 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1959 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 36,32 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 181,6% от Sном (или 152,1% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 11,1 МВт). Схема электрической сети рассматриваемого энергорайона соответствует нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики сетевой организации.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 194,2 кВт (215,8 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	971,0	0,2	194,2	215,8	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**194,2**	**215,8**	

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 36,532 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 182,7% от Sном (или 152,2% от длительно допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 11,3 МВт).

В соответствии с СиПР 2022-2026 гг. и утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. для разгрузки трансформаторов ПС 110 кВ Южная предусмотрено сооружение ПС 110 кВ Зеленый Берег с переводом нагрузки по сети 35 кВ.

В марте 2022 года ПС 110 кВ Зеленый берег с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый введена в работу. Подключение ПС выполнено отпайками от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Шелехово I, II цепь. В соответствии с ИП ОАО «ИЭСК» предусматривается сооружение ЛЭП 35 кВ со сроком выполнения 2022 г.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1508 от 07.04.2022) реализация всех мероприятий позволит перевести на новую ПС 110 кВ Зеленый берег нагрузку ПС 35 кВ Мельничная Падь в размере 13,14 МВт (14,6 МВА)

Таким образом, на перспективу до 2027 г. при условии осуществления перевода нагрузки на новую ПС 110 кВ Зеленый берег, существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Южная (ПО ЮЭС) достаточно.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Кировская

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1968 г. ввода в эксплуатацию;

- Т-2 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1971 г. ввода в эксплуатацию;

- Т-3 мощностью 40 МВА, напряжением 110/6 кВ, 1988 г. ввода в эксплуатацию.

Только два трансформатора имеют обмотки 35 кВ, поэтому электроснабжение сети 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска (ПС 35 кВ Марата и ПС 35 кВ РКК) осуществляется от Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована. 18 декабря 2019 года и составила 39,18 МВА.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки на подстанции 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска, запитанных от ПС 110 кВ Кировская составляет 17229,7 кВт (19144 кВА).

Договоры на технологическое присоединение к ПС 35 кВ РКК

Критерии энергопринимающих устройств	**Заявленная суммарная мощность, кВт**	**Коэффициент реализации (Кр)**	**Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт**	**Прирост мощности к ЦП , в кВА**	**Реквизиты договора**
Договоры до 670 кВт	1639,0	0,2	327,8	364,2	
Договоры 670 кВт и более	980,0	0,2	196,0	217,8	3587/14-ЮЭС от 30.07.2014
	1000,0	0,3	300,0	333,3	2613/17-ЮЭС от 07.12.2017
	3321,0	0,4	1328,4	1476,0	888/19-ЮЭС от 21.06.2019
	4779,0	0,4	1911,6	2124,0	1782/19-ЮЭС от 10.09.2019
	4700,0	0,7	3290,0	3655,6	62/20-ЮЭС от 17.01.2020
	3900,0	0,7	2730,0	3033,3	178/20-ЮЭС от 21.01.2020
	1014,0	0,2	202,8	225,4	1841/20-ЮЭС от 21.11.2020
	4500,0	0,4	1800,0	2000,0	1978/20-ЮЭС от 20.07.2020
	1250,0	0,4	500,0	555,6	3072/21-ЮЭС от 03.12.2021
	4900,0	0,7	3430,0	3811,1	1249 от 25.02.2020
Сумма договоров			**16016,6**	**17796,3**	

Договоры на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Марата

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2905,4	0,2	581,1	645,6	
Договоры 670 кВт и более	1580,0	0,4	632,0	702,2	3299/17-ЮЭС от 05.12.2017
Сумма договоров			**1213,1**	**1347,9**	

Реестр действующих ТУ на ТП с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 59,33 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 148,3 % от Sном (или 123,6 % от длительно допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 10,2 МВт).

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 35 кВ РКК по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Кировская.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 35 кВ РКК на близлежащие ПС 110 кВ, для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 3,58 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 26 марта 2020 года № 06.060-10-4.23-1120 (копия письма приведена в приложении Д к Книге 2). При переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 55,75 МВА (139,4% от Sном).

В соответствии с указанным письмом ОАО «ИЭСК» замена Т-1, Т-2 на трансформаторы большей мощностью, а также заменой Т-3 на трансформатор аналогичной мощности с наличием обмотки 35 кВ невозможна по причине ограничения по площадке ПС 110 кВ Кировская.

ПС 35 кВ РКК с КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 32 МВА, напряжением 35/6 кВ, 1985 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 31,5 МВА, напряжением 35/6 кВ, 1955 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 06-00 мск. 18 декабря 2019 года и составила 22,15 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 70,3 % от Sном (или 58,6 % от длительно-допустимого значения).

Имеются действующие нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ РКК – 18,022 МВА (приложение Д к Книге 2). Величина перспективного максимума нагрузки ПС 35 кВ РКК равна 22,15+18,022=40,172 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 35 кВ РКК, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 123,4 % от Sном (или 102,8 % от длительно-допустимого значения).

КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь выполнена кабелем марки «ПвПу-240». Номинальный ток кабеля составляет 545А (33 МВА).

При отключении одной кабельной линии перегруз оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 121,7 %.

СРС, направленное на снятие перегруза только одно (описание приведено выше), при этом нагрузка с учетом СРС составит 40,172-3,58=36,592 МВА. С учетом перевода нагрузки перегрузка оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 110,9 %.

25 февраля 2020 года ПС 35 кВ РКК в составе: ОРУ 35 кВ (Т-1, Т-2) с земельным участком, необходимым для его использования площадью 371,7 кв.м., была передана в собственность ОАО «ИЭСК», что подтверждается договором № 6/Н-ИТЭЦ-20 купли-продажи недвижимого и движимого имущества (договор приведен в приложении Д к Книге 2).

26 февраля 2020 года при техническом освидетельствовании ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ РКК были зафиксированы неустранимые или экономически нецелесообразные для устранения замечания к обустройству подстанции, отраженные в техническом отчете ООО «ИЦ Иркутскэнерго» от 26 февраля 2020 года (отчет приведен в приложении Д к Книге 2). Согласно выводам данного отчета, было зафиксировано, что дальнейшая эксплуатация основного оборудования ОРУ 35 кВ ПС 35 РКК нецелесообразна.

При этом, учитывая конструктивную особенность существующей ПС 35 кВ РКК (является встроенной в здание ТЭЦ-2 ПАО «Иркутскэнерго»), реконструкция данной ПС с заменой силовых трансформаторов на трансформаторы аналогичной мощности не представляется возможной.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская, Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ РКК и КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь рассмотрены два варианта выполнения мероприятий:

Вариант 1:

1. Строительство новой ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/35 кВ мощностью 10 МВА для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская;
2. Строительство новой ПС 35 кВ вместо ПС 35 кВ РКК с установкой трансформаторов большей мощностью;
3. Замена кабеля на КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

Вариант 2:

1. Сооружение ПС 110 кВ Цесовская с переводом на нее нагрузки ПС 35 кВ РКК и части нагрузки ПС 110 кВ Кировская. Мощность трансформаторов рассчитывается как 36,592 МВА (ПС 35 кВ РКК) + 0 МВА (величина мощности необходимая для разгрузки ПС 110 кВ Кировская) и с учетом допустимой перегрузочной способностью с повышенным износом изоляции составляет 2х40 МВА.

В таблице 3.1.4 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.4. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство ПС 110/35 кВ 10 МВА	70,0
2	Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь» (1,7 км)	28,9
3	Строительство ПС 35/10 кВ 2*40 МВА	135,0
4	Реконструкция КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь	20,0
Итого по варианту 1:		**253,9**
Вариант 2		
1	Строительство ПС 110/10 кВ Цесовская 2*40 МВА	240,0
Итого по варианту 2:		**240,0**

Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС 110 кВ Цесовская по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I, II цепь с отпайками» не учитывается, так как выполнено в 2019 году, (факт подтверждается актами выполненных работ, приведенными в приложении Д к Книге 2).

В соответствии с СиПР 2022-2026 гг. и утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. для разгрузки трансформаторов ПС 110 кВ Кировская предусмотрено сооружение ПС 110 кВ Цесовская с установкой двух трансформаторов 40 МВА каждый.

Ожидаемый срок ввода в работу – май 2022 года. На текущий момент ПС 35 кВ РКК демонтирована.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения и приведенных документов, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Цесовская с установкой двух трансформаторов по 40 МВА каждый с подключением к существующей КЛ 110 кВ, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для осуществления ТУ на ТП к электрической сети.

ПС 110 кВ Изумрудная

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2010 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2010 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 50,51 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 202,0% от Sном (или 161,6% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 17,3 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2488,9 кВт (2765,4 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	10644,5	0,2	2128,9	2365,4	
	1200,0	0,3	360,0	400,0	658/20-ЮЭС от 04.03.2020
Сумма договоров			**2488,9**	**2765,4**	

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 53,27 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 213,1% от Sном (или 170,5% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –19,8 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1508 от 07.04.2022) в марте 2022 года осуществлен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Изумрудная на ПС 110 кВ Зеленый Берег в следующем объеме (величина переводимой нагрузки указана по данным зимнего контрольного замера 2021 года):

ячейка №3 «Ясная Поляна» – 3 МВА;

ячейка №5 «Ивушка» – 6 МВА;

ячейка №8 «Метролог» – 6,1 МВА;

ячейка №16 ТП 2788, ТП 5300 – 1,5 МВА.

Итого, общий объем переведенной нагрузки на ПС 110 кВ Зеленый берег составил 14,9 МВт (16,6 МВА).

Дополнительно, в сентябре 2020 года с целью разгрузки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Изумрудная была переведена нагрузка ячеек 10 кВ № 3 и № 20 на питание от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Мельникова. На дату зимнего контрольного замера 2021 года данная схема сохранилась. Суммарный объем переведенной нагрузки составляет 8,64 МВт (9,6 МВА). Для снижения загрузки ПС 110 кВ Мельниково электроснабжение потребителей будет осуществляться по проектной схеме от ПС 110 кВ Изумрудная.

Суммарный объем переведенной нагрузки с учетом осуществления электроснабжения по проектной схеме составит 6,3 МВт (7,0 МВА)

Необходимо отметить, что с 2019 года нагрузка по сети 35 кВ ПС 110 кВ Изумрудная (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) в нормальной схеме электрической сети

переведена на питание от ПС 110 кВ Южная, соответственно в расчете загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная данная нагрузка не участвует.

Таким образом, максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 46,27 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 185,1% от Sном (или 148,1% от длительно допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 13,5 МВт).

Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой существующих трансформаторов 110/35/10 кВ на трансформаторы большей мощностью не представляется возможным согласно письму № 06.060-07-4.23-1133 от 26.03.2021 (приведено в приложении Д к Книге 2).

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Вариант 2:

Установка ДГУ мощностью не менее 13,5 МВт на ПС 110 кВ Изумрудная (свободный земельный участок под размещение ДГУ имеется в 1,3 км от ПС Изумрудная в сторону п. Березовый).

В таблице 3.1.14 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.14. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Реконструкция ПС Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	135
Итого по варианту 1:		**135**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью не менее 13 МВт на ПС 110 кВ Изумрудная	337,5
Итого по варианту 2:		**337,5**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Жигалово

Центром питания для электроснабжения объектов в п. Жигалово является подстанция 110/20/10 кВ Жигалово.

От данного центра питания осуществляется электроснабжение 17 населенных пунктов, 65 КТП 20/0,4 кВ и 10/04 кВ и 41 социально значимых объектов. Основной потребитель – ТСО ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

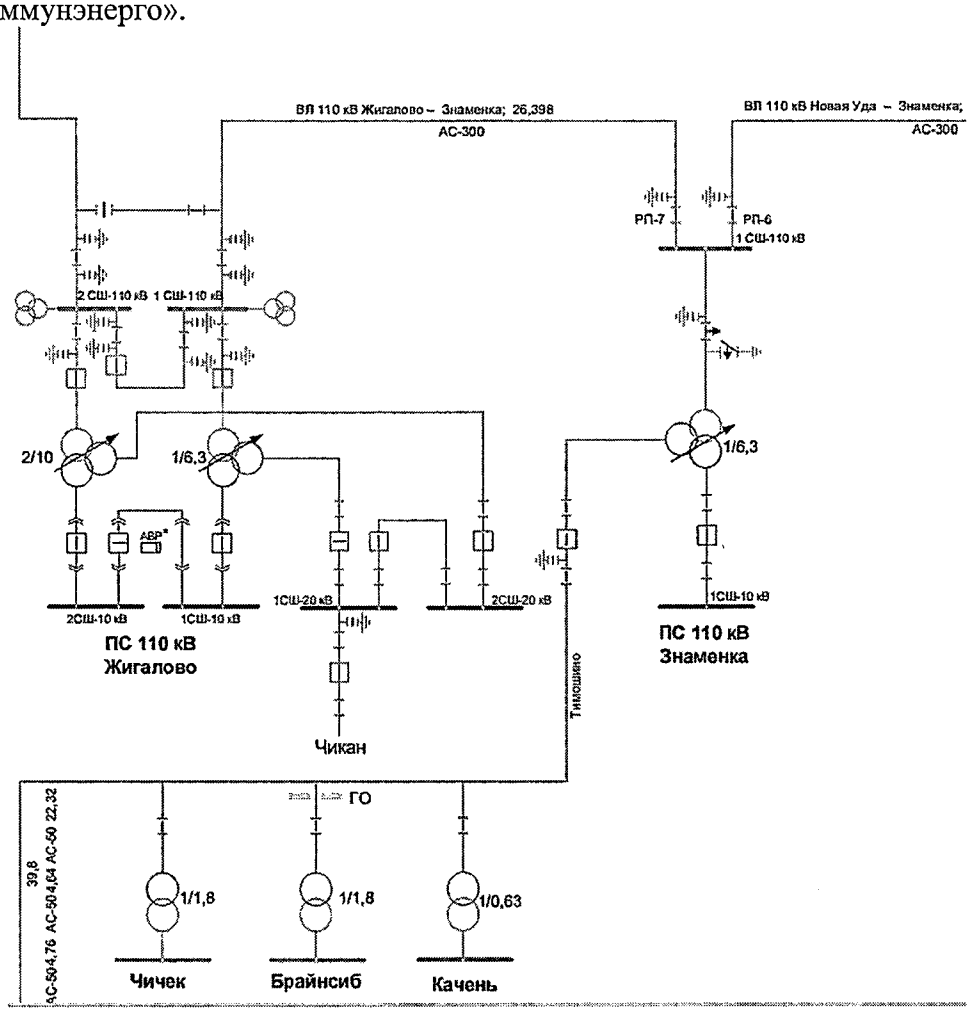


Рисунок 3.1.1. Схема подключения подстанции 110 кВ Жигалово

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/20/10 кВ, 1973 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 10,0 МВА, напряжением 110/20/10 кВ, 1975 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 11,35 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 180,2% от Sном (или 150,1% от длительно-допустимого значения). В настоящее время при отключении одного трансформатора необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей в объеме 3,4 МВт.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 835,5 кВт (928,4 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2677,7	0,2	535,5	595,0	
	750,0	0,4	300,0	333,3	5239/21-ВЭС от 30.09.2021
Сумма договоров			**835,5**	**928,4**	

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 12,28 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 194,9% от Sном (или 162,4% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 4,2 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022). В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети, до ближайших центров питания – ПС 110 кВ Качуг и ПС 110 кВ Новая Уда расстояние составляет 113 км и 136 км соответственно, в связи с чем отсутствует возможность выполнить перераспределения нагрузки по сетям 10 кВ, 20 кВ между центрами питания за счет нового строительства для исключения необходимости замены на ПС 110 кВ Жигалово трансформаторов 110/20/10 кВ

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформатора Т-1 недостаточно для электроснабжения потребителей. Рекомендуется замена трансформаторов Т-1 на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети. После замены трансформатора Т-1 на 10 МВА, при отключении одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,8% от Sном (или 98,2% от длительно-допустимого значения Т-1 и 102,3 от длительно-допустимого значения Т-2).

Поскольку трансформатор Т-2 находится в эксплуатации более 30 лет, длительно-допустимое значение перегрузки составляет 120% от Sном. Объем ГАО при отключении Т-1 составляет 0,25 МВт (0,28 МВА).

С учетом того, что перегрузка трансформатора Т-2 обусловлена нагрузкой нереализованных ТУ на ТП, рекомендуется осуществления мониторинга нагрузки на ПС 110 кВ Жигалово.

Установка БСК на шинах 10 кВ, 20 кВ ПС 110 кВ Жигалово для снижения реактивной составляющей тока не является достаточным мероприятием, снижающим загрузку оставшегося в работе трансформатора.

По данным контрольного замера 15 декабря 2021 года 15-00 по мск с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ, 20 кВ в объеме 2,43 Мвар при отключении на ПС 110 кВ Жигалово Т-2 перегрузка, оставшегося в работе Т-1 мощностью 9,63 МВА составит 127,4% от длительно-допустимого значения.

В соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. предусмотрено мероприятие по реконструкции ПС 110/20/10 кВ Жигалово (замена трансформатора Т-1 ТМТН-6300 кВА на ТДТН-10000 кВА (увеличение мощности на 3700 кВА)) в 2023 году.

С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить мероприятие, указанное в инвестиционном проекте, включающего в себя реконструкцию ПС 110 кВ Жигалово: замена Т-

1 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА, дополнительно необходимо осуществить мероприятия, направленные на мониторинг нагрузки на ПС 110 кВ Жигалово. Альтернативные мероприятия отсутствуют.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Карлук

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1996 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10 кВ, 2011 г. ввода в эксплуатацию.

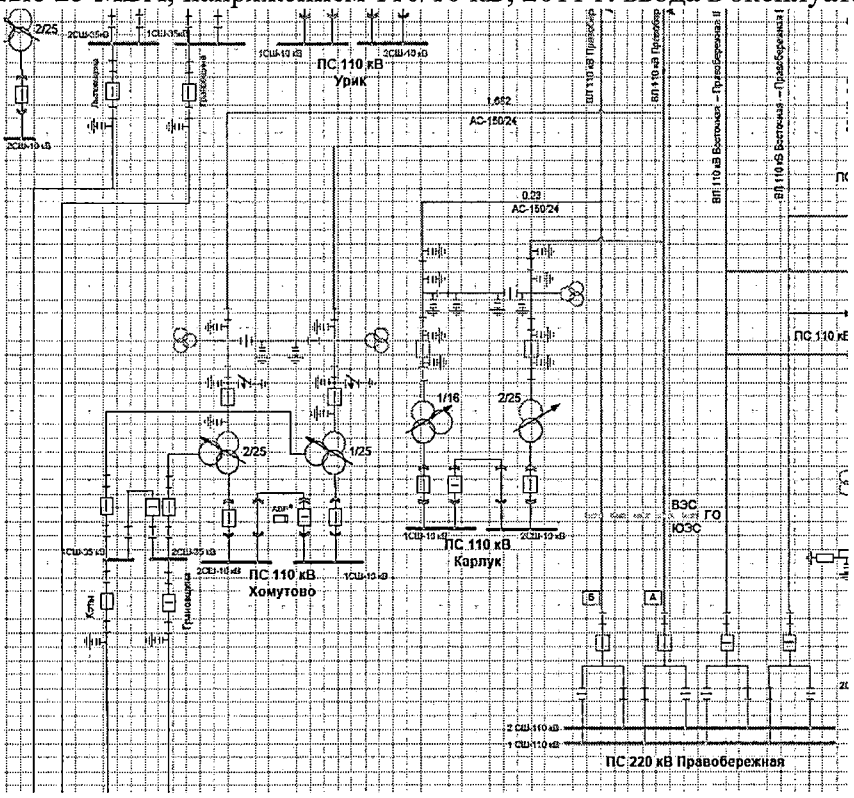


Рисунок 3.1.2. Схема подключения подстанции 110 кВ Карлук

По стороне 110 кВ ПС 110 кВ Карлук имеет типовую схему 110-4Н «два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 14-00 мск. 16 декабря 2020 года при температуре наружного воздуха, равной -15,0°С, и составила 32,92 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 205,8% от Sном (или 164,6% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 11,6 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 7449,3 кВт (8277,0 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	15836,5	0,2	3167,3	3519,2	-
Договоры более 670 кВт	840,0	0,2	168,0	186,7	2125/19-ВЭС от 29.07.2019
	670,0	0,9	603,0	670,0	2301/19-ВЭС от 09.08.2019
	3370,0	0,7	2359,0	2621,1	4337/20-ВЭС от 10.12.2020

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
	670,0	0,2	134,0	148,9	1186/21-ВЭС от 23.03.2021
	795,0	0,4	318,0	353,3	4440/21-ВЭС от 17.08.2021
	1000,0	0,7	700,0	777,8	5385/21-ВЭС от 08.10.2021
Сумма договоров			**7449,3**	**8277,0**	

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 41,197 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 257,5% от Sном (или 206,0% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 19,1 МВт).

В 2021 году была введена в работу ПС 220 кВ Столбово (трансформаторы 220/35/10 кВ 2*40 МВА) и отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово (2х0,168 км).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022) к 2024 году планируется реализация следующих мероприятий:

В 2024 году, после завершения строительства ПС 35 кВ Садоводство и ввода в работу по проектной схеме, будет осуществлен перевод нагрузки ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство, ВЛ 10 кВ Карлук – Тихий Плёс на ПС 220 кВ Столбово на постоянной основе.

Также, в 2024 году, после строительства и ввода в работу ПС 35 кВ Пирс будет частично переведена нагрузка потребителей существующих ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново и ВЛ 10 кВ Карлук – Хомутово на ПС 220 кВ Столбово

Суммарный объем перевода нагрузки на новую ПС 220 кВ Столбово составит не менее 11,14 МВт (12,38 МВА).

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС 220 кВ Столбово, суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 28,817 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 180,1% от Sном (или 144,1% от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 7,93 МВт.

Таким образом, исключение перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Карлук в схемно-режимной ситуации при отключении одного из существующих трансформаторов может быть выполнено посредствам реализации одного из вариантов. Указанные мероприятия также содержатся в утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ ИП ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг.:

Вариант 1:

1. Строительство новой ПС 35 кВ и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово и перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Карлук (с переводом на нее нагрузки не менее 9,3 МВт);

Вариант 2:

1. Замена на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

В таблице 3.1.5 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.5. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство новой ПС 35/10 кВ: - строительство ОРУ 35 кВ; - строительство ЗРУ 10 кВ; - установка тр-ров 2х6,3 МВА	92
2	Строительство ВЛ (КЛ) 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово (2,7 км)	16
Итого по варианту 1:		**108**
Вариант 2		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук: - замена трансформатора Т-1 1х16 МВА на 1х25 МВА (1 этап) - замена КРУН-10 кВ (2 этап)	73
Итого по варианту 2:		**73**

К реализации принят вариант замены на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

На начало 2022 года разработана проектная и рабочая документации для реализации 2 варианта. ОАО «ИЭСК» приняло решение об установке на ПС 110 кВ Карлук трансформатора 25 МВА, находящегося на складе ПО ВЭС.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Бирюса

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 2002 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1974 г. ввода в эксплуатацию.

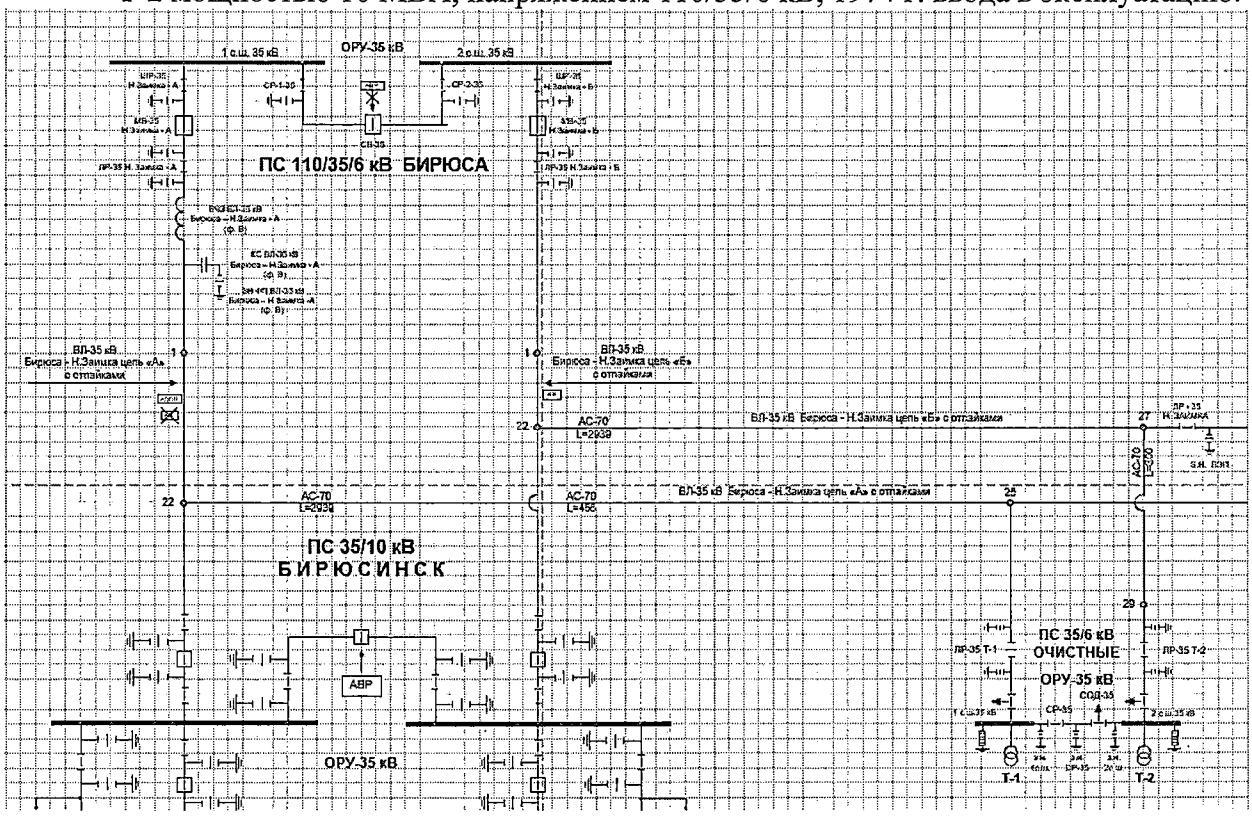


Рисунок 3.1.3. Схема подключения подстанции 110 кВ Бирюса

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. составила 25,498 МВА в день зимнего контрольного замера 2019 г. при температуре наружного воздуха, равной -15,1°С, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 159,4% от Sном (или 132,8% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –5,67 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 172,4 кВт (191,5 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	861,9	0,2	172,4	191,5	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**172,4**	**191,5**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 25,69 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 160,6% от Sном (или 133,8% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 5,8 МВт).

В соответствии с нормальной электрической схемой филиала ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети ПС 110 кВ Бирюса не имеет электрических связей по сети 35-6 кВ с другими центрами питания. Все близлежащие ПС 35 кВ (Шиткино, Бирюсинск, Джогино, Нижняя заимка, Очистные) запитаны от самой ПС 110 кВ Бирюса, т.е. основная нагрузка по ПС Бирюса по сети 35 кВ. Кольцевание по стороне 10 кВ возможно выполнить через ПС 35 кВ Бирюсинск по ВЛ 10 кВ Юрты-Конторка (ячейка 10 кВ №17 РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Юрты). Фактическая загрузка яч. №17 на дату контрольного замера 2019 года составила 1,17 МВА, при этом максимально возможная загрузка ячейки составляет 1,8 МВА. Соответственно резерв мощности составляет 0,63 МВА, что недостаточно для снятия перегруза с ПС 110 кВ Бирюса. Иных электрических связей по сети 6 кВ ПС Бирюса не имеет, возможности перевода нагрузки нет (письмо № 06.060-07-4.23-1140 от 29.03.2021 приведено в приложении Д к Книге 2).

Для исключения перегруза Т-2 ПС 110 кВ Бирюса рассмотрены 2 альтернативных варианта:

Вариант 1:

1. Организовать связь по сети 35 кВ между ПС Бирюса и ПС Тайшет путем строительства ВЛ 35 Тайшет – Бирюсинск (ПС 35 кВ Бирюсинск географически находится ближе к ПС 35 кВ Тайшет). Данное мероприятие позволит перевести нагрузку в объеме 7 МВА по сети 35 кВ, чего будет достаточно для исключения ГАО в ремонтной схеме.

Суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 17,91 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 133,8% от Sном (или 93,3% от длительно-допустимого значения).

Вариант 2:

1. Выполнить замену Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА.

В таблице 3.1.9 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.9. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство одной двухцепной ВЛ 35 кВ протяженностью 12 км с установкой новых ячеек 35 кВ на ПС Бирюсинск и ПС Тайшет, разъединителей	80
Итого по варианту 1:		**80**
Вариант 2		
1	Замена Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	57
Итого по варианту 2:		**57**

С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Луговая

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/10 кВ, 1983 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/10 кВ, 1983 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 07-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 45,50 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 182,0% от Sном (или 151,7% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 13,9 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2426,2 кВт (2695,8 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	10131,2	0,2	2026,2	2251,4	-
Договоры более 670 кВт	1000,0	0,4	400,0	444,4	4650/21-ЮЭС от 02.08.2021
Сумма договоров			**2426,2**	**2695,8**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 48,19 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 192,8% от Sном (или 160,7% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 16,4 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022) планируется осуществить перевод нагрузок ПС Луговая (яч.20 и яч.35) на ПС 220 кВ Светлая в размере 12,6 МВт (14 МВА).

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС 220 кВ Светлая, суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 34,19 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 136,8% от Sном (или 114,0% от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 3,77 МВт.

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 недостаточно.

Для устранения недопустимой перегрузки рассмотрены следующие варианты:

Вариант №1:

1. Строительство распределительной сети 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 220 кВ Светлая в сторону ПС Луговая со строительством РП 10 кВ и 4-х КЛ 10 кВ;
2. Реконструкция РУ 10 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 220 кВ Светлая.

Вариант 2:

1. Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменых силовых трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый.

В таблице 3.1.15 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.15. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство РП 10 кВ	30
2	Строительство КЛ 10 кВ Светлая - РП (4*4,2 км)	75,6
3	Реконструкция РУ 10 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 220 кВ Светлая	6
Итого по варианту 1:		**111,6**
Вариант 2		
1	Реконструкция ПС 110 Луговая с заменой трансформаторов 110/10/10 кВ 2*25 МВА на 2*32 МВА	43
Итого по варианту 2:		**43**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Луговая с установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Северная

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/10 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/10 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП по данным внеочередных замеров зафиксирована 31 декабря 2019 года в 14-00 по МСК, в объеме 29,82 МВА (данные внеочередного замера приведены в Приложении Д к Книге 2), что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 119,3% от Sном, (или 99,4% от длительно-допустимого значения) что не превышает длительно допустимое значение.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 257,0 кВт (285,6 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	1285,0	0,2	257,0	285,6	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**257,0**	**285,6**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 30,11 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 120,4% от Sном (или 100,4% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 0,12 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, т.к. распределительные сети 10 кВ центральной части города Братск обслуживает смежная ТСО АО «БЭСК», по информации которой (протокол согласительного совещания Минэнерго России по вопросу рассмотрения ИП ОАО «ИЭСК» от 06.10.2021 № 07-115-пр (Приложение Д к Книге 2)) возможность резервирования нагрузки ОАО «ИЭСК» по существующим КЛ 10 кВ АО «БЭСК» отсутствует.

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 недостаточно. Для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети существуют 2 варианта:

Вариант 1:

1. Строительство 4-х кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная до РУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная.

Вариант 2:

2. Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ 2×25 МВА на новые трансформаторы 110/10 кВ 2×32 МВА.

В таблице 3.1.23. приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.23. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство 4-х кабельных линий связи между ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Западная	42
2	Реконструкция ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная с восстановлением двух резервных ячеек 10 кВ №16 и №28 и строительством двух новых линейных ячеек 10 кВ	4
3	Реконструкция КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Северная со строительством четырёх линейных ячеек 10 кВ	6
Итого по варианту 1:		**52**
Вариант 2		
1	СМР на демонтаж старых трансформаторов и монтаж новых Трансформаторы 110/10-10 кВ 2*32 МВА для ПС Северная приобретены ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала СЭС (счет-фактура №С5-05306/05 от 13.06.2019 приведена в приложении Д к Книге 2)	47,5
Итого по варианту 2:		**47,5**

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х40 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» рассматривался вопрос целесообразности реализации мероприятия по установке двух трансформаторов мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Северная. В связи с утверждением инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» приказом Минэнерго России от 21.12.2020 №16@ целесообразность установки трансформаторов мощностью 2х40 МВА в данной работе не выполняется.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Северная с установкой 2-х трансформаторов 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам, учитывая факт приобретения ОАО «ИЭСК» трансформаторов в 2019 году (счет-фактура №С5-05306/05 от 13.06.2019 приведена в приложении Д к Книге 2). Кроме того, ПС 110 кВ Северная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, это приводит к кратковременному ограничению электроснабжения потребителей центрального района г. Братск, подключенных к ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I, II цепь с отпайками (ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Западная). С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить на ПС 110 кВ Северная замену ОД-110 и КЗ-110 на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., и замену ячеек КРУ 10 кВ.

Для устранения несоответствия (подтверждающие документы представлены в Приложении 6) требованиям ПУЭ и обеспечения дальним резервированием защит трансформаторов Т-1 и Т-2 необходимо выполнить реконструкцию РЗ линий ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная II цепь с отпайками, питающих ПС 110 кВ Северная.

Указанное мероприятие необходимо для осуществления ТУ на ТП к электрической сети.

ПС 110 кВ Еланцы и ПС 110 кВ Черноруд

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Еланцы установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1995 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 10 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1971 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 14,370 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 143,7% от Sном (или 119,7% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 2,1 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1018,4 кВт (1131,6 кВА) – с учетом заключенных договоров на ПС 35 кВ Хужир и 98,0 кВт (108,9 кВА) без учета заключенных договоров на ПС 35 кВ Хужир

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	5092,0	0,2	1018,4	1131,6	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**1018,4**	**1131,6**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 15,638 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 155,0% от Sном (или 129,1% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформатора и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 3,1 МВт).

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы недостаточно для электроснабжения потребителей.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022) возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Еланцы по сетям 10-35 кВ отсутствует.

В связи с тем, что ПС 110 кВ Еланцы имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Черноруд, разработка мероприятий по устранению недопустимой перегрузки была осуществлена комплексно для рассматриваемого района.

ПС Черноруд

В настоящий момент на ПС 110 кВ Черноруд установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2013 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 4 МВА, напряжением 35/10 кВ, 1984 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 4,66 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 116,5% от Sном (или 97,1% от длительно-допустимого значения).

Питание Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется по следующей схеме:

- Т-1 – отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь;

- Т-2 – от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 746,8 кВт (829,8 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2026 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2609,0	0,2	521,8	579,8	-
Договоры более 670 кВт	750,0	0,3	225,0	250,0	571/19-ВЭС от 18.03.2019
Сумма договоров			**746,8**	**829,8**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 5,49 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 137,3% от Sном (или 114,4% от длительно-допустимого значения).

Сеть 35 кВ Черноруд-Еланцы:

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2х4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1х0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1х0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1х0,1 МВА) и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд. По условиям селективности РЗА (по условиям настройки релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы) максимальный допустимый ток по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы составляет **135 А (8,2 МВА).**

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Приложение Д к Книге 2).

Кроме того, на период 2023-2027 гг. имеются заключенные договоры на технологическое присоединение потребителей от ПС 35 кВ Хужир (реестр ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2). Суммарный прирост мощности с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 920,4 кВт (1022,7 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2026 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	4602,0	0,2	920,4	1022,7	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**920,4**	**1022,7**	

Нагрузка в ремонтной схеме в зимний максимум по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше 135 А (свыше 8,2 МВА), что не позволяет обеспечить настройку релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы, а усиление ближнего резервирования на ПС 35 кВ и оснащение ВЛ 35 кВ основными защитами с абсолютной селективностью требует выполнения дорогостоящих мероприятий на 6 ПС (установку 3-х выключателей 35 кВ на 3-х ПС, организация каналов связи РЗА, установку новых защит, реконструкцию СОПТ). Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) составляет 90 км, с ростом нагрузки падение напряжения составит 14%, что приведет к проблемам качества напряжения у потребителей, соответственно потребуется установка БСК с АОСН.

Таким образом, учитывая вышеприведенную информацию, можно выделить основные проблемы рассматриваемого района:

1) Недопустимая перегрузка трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Еланцы при аварийном отключении Т-1;

2) Недостаточная пропускная способность сети 35 кВ в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I в зимнем максимуме (нагрузка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше допустимого значения, падение напряжения составит 14%).

Следовательно, в качестве мероприятий по устранению данных «узких мест» предлагается:

Вариант 1

1. Замена существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы мощностью 10 МВА на новый мощностью 16 МВА;
2. Установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН;
3. Организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о. Ольхон, поэтому он не рассматривается;
4. Реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ.

Для устранения превышения допустимой нагрузки на ПС 110 кВ Еланцы ОАО «ИЭСК» предлагает выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд.), а именно:

Вариант 2

1. С заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ;
2. С реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (под три присоединения: Т 1, Т-2, ВЛ 35 кВ);
3. Переводом участка от оп.1 до оп.286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ:

- с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп.423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп.286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд, для перевода которой на 110 кВ, строительство участков ВЛ 110 кВ не требуется, достаточно переделать шлейфы на переходной оп.423 с ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ, и организовать заходы на ячейку 110 кВ нового Т-2 от ближайшей оп.286);
- с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп.1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения вышеуказанных мероприятий составит 12,213 МВА: 4,66 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 5,7 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 0,83 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд) + 1,023 МВА (прирост мощности по ДТП на ПМ 35 кВ Хужир). С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Еланцы после перевода питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд составит 7,65 МВА: 14,37 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы)- 5,7 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) – 1,023 МВА (прирост мощности по ДТП на ПМ 35 кВ Хужир), что соответствует загрузке трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы при отключении трансформатора Т-1 равной 76,5% от Sном (или 63,8% от длительно-допустимого значения).

В таблице 3.1.4 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.4. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена на ПС 110 кВ Еланцы существующего трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 10 МВА на трансформатор 16 МВА	25
2	Установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН	15
3	Организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о. Ольхон	25
4	Реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ	15
Итого по варианту 1:		**80**
Вариант 2		
1	Установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ Черноруд	25
2	Реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд, переключение ВЛ 110 кВ и 35 кВ	35
Итого по варианту 2:		**60**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, как более экономически выгодный по капитальным затратам. Также, в этом варианте эксплуатационные затраты на РЗА и потери электроэнергии ниже (в связи с переводом участка ВЛ протяженностью около 40 км с 35 кВ на 110 кВ).

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Бохан

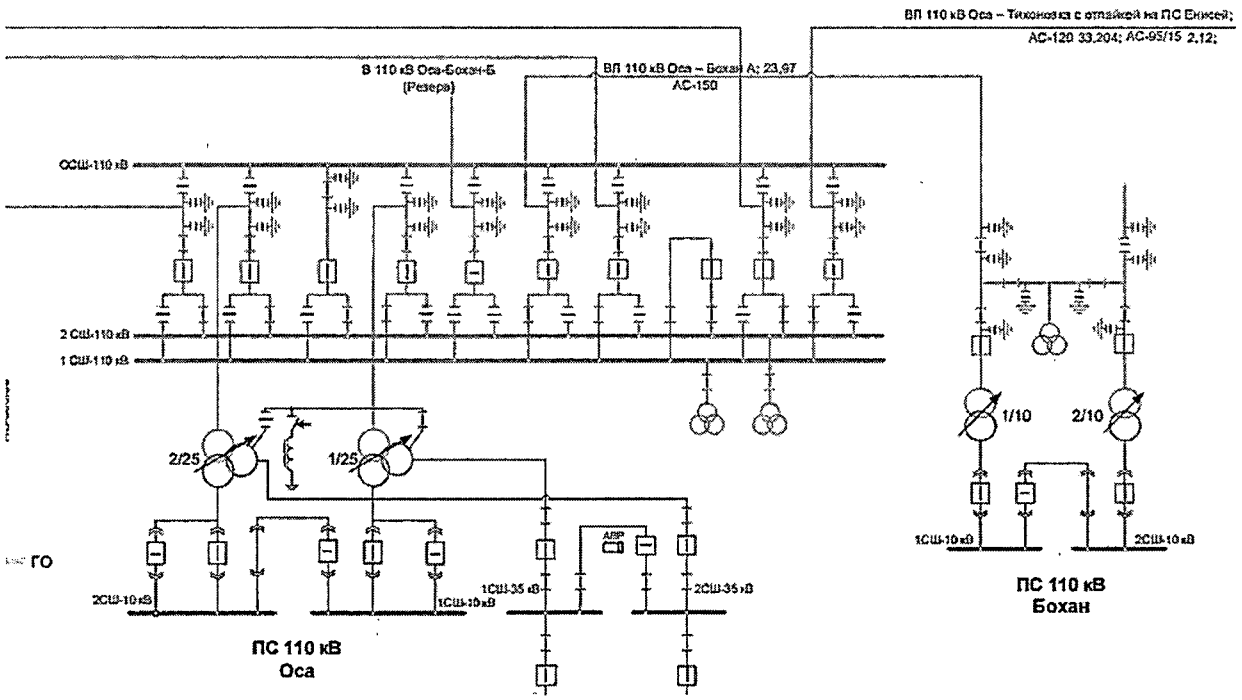


Рисунок 3.1.4. Схема подключения подстанции 110 кВ Бохан

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 10 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1993 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 10 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1978 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 12,69 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 126,9% от Sном (или 105,8% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 0,62 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 175,4 кВт (194,8 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	876,8	0,2	175,4	194,8	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров	-	-	**175,4**	**194,8**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 12,885 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 128,9% от Sном (или 107,4% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения

режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –0,8 МВт).

В соответствии с информацией от собственника (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022), возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Бохан рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

Реконструкция ПС 110 кВ Бохан с заменой трансформаторов 110/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА.

Вариант 2:

Установка ДГУ мощностью не менее 0,8 МВт на ПС 110 кВ Бохан.

В таблице 3.1.3 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.3. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформаторов 110/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА.	125,40
Итого по варианту 1:		**125,40**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью не менее 0,8 МВт на ПС 110 кВ Бохан	20,0
Итого по варианту 2:		**20,0**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Бохан в части установки ДГУ мощностью 0,8 МВт, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Для исключения реконструкции на ПС 110 кВ Бохан рекомендуется осуществить мероприятия, направленные на мониторинг нагрузки.

Кроме того, в соответствии с письмом № ИЭСК-Исх-ИД-22-1443 от 04.04.2022, полученным от ОАО «ИЭСК», в первой половине 2022 года выполняются работы по анализу электрических сетей в Иркутском районе в зоне ПО ВЭС с учетом перспективного развития на 2022-2027 годы для определения окончательного объема необходимой реконструкции ПС 110 кВ Бохан.

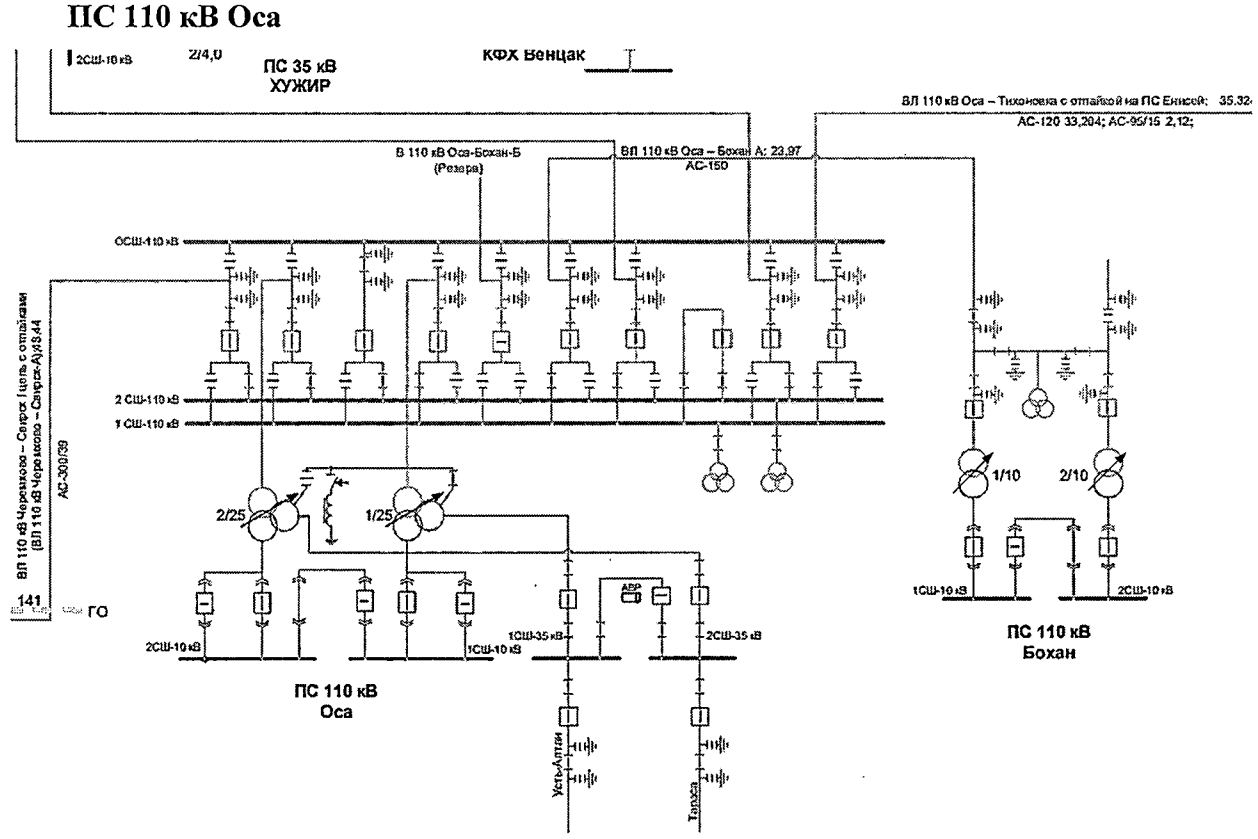


Рисунок 3.1.5. Схема подключения подстанции 110 кВ Оса

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1988 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1991 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 07-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 32,20 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 128,8% от Sном (или 107,3% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,98 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 524,7 кВт (583,0 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2623,4	0,2	524,7	583,0	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров	-	-	**524,7**	**583,0**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 32,783 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении

трансформатора Т-2 (Т-1) равной 131,1% от Sном (или 109,3% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –2,5 МВт).

В соответствии с информацией от собственника (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022), возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Оса рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

Реконструкция ПС 110 кВ Оса с заменой трансформаторов 110/35/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х25 МВА на новые мощностью 2х32 МВА.

Вариант 2:

Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой нового трансформатора Т-3 мощностью 6,3 МВА.

В таблице 3.1.6 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.6. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформаторов 110/35/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х25 МВА на новые мощностью 2х32 МВА	183,17
Итого по варианту 1:		**183,17**
Вариант 2		
1	Установка нового трансформатора Т-3 мощностью 6,3 МВА	100,51
Итого по варианту 2:		**100,51**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Оса с установкой третьего трансформатора Т-3 мощностью 6,3 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Кроме того, в соответствии с письмом № ИЭСК-Исх-ИД-22-1443 от 04.04.2022, полученным от ОАО «ИЭСК», в первой половине 2022 года выполняются работы по анализу электрических сетей в Иркутском районе в зоне ПО ВЭС с учетом перспективного развития на 2022-2027 годы для определения окончательного объема необходимой реконструкции ПС 110 кВ Оса.

ПС 110 кВ Урик

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2012 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2016 г. ввода в эксплуатацию.

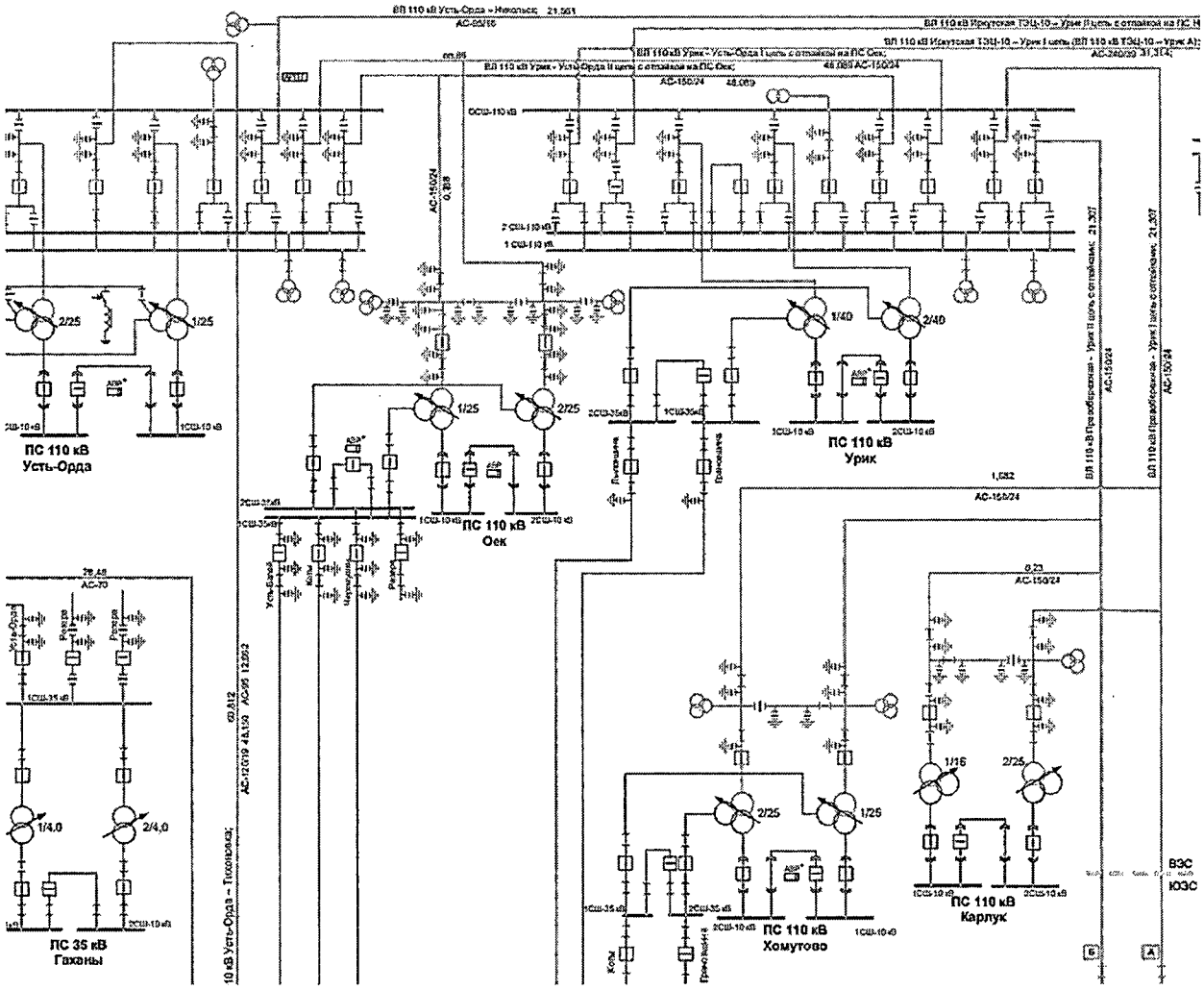


Рисунок 3.1.6 Схема подключения подстанции 110 кВ Урик

От ПС 110 кВ Урик в нормальной схеме сети 35 кВ осуществляется электроснабжение следующих подстанций: ПС 35 кВ Грановщина, ПС 35 кВ Лыловщина.

Также, существует электрическая связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Хомутово.На транзите ПС 110 кВ Урик - ПС 110 кВ Хомутово находится ПС 35 кВ Грановщина.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 69,68 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) равной 174,2% от Sном (или 139,4% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 17,7 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2126,2 кВт (2362,4 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	10630,9	0,2	2126,2	2362,4	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров	**-**	**-**	**2126,2**	**2362,4**	**-**

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 72,04 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) равной 180,1% от Sном (или 144,1% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –19,8 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022) в связи с вводом в работу ПС 220 кВ Столбово (2х40 МВА) в 2021 году ОАО «ИЭСК» запланированы следующие мероприятия:

- строительство новой ПС 20 кВ с установкой 2-х силовых трансформаторов мощностью 16 МВА каждый с ЛЭП 10 кВ от ПС 220 кВ Столбово и строительство РП 10 кВ (№4) с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина. Общий объем нагрузки, планируемый к переводу в результате данного мероприятия, составит не менее 11,1 МВА.

- строительство ПС 35 кВ Геологическая с установкой 2-х силовых трансформаторов мощностью 10 МВА каждый с ВЛ 35-10 кВ, реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина – Лыловщина и строительство ВЛ 35 кВ Геологическая – Лыловщина. Общий объем нагрузки, планируемый к переводу в результате данного мероприятия, составит не менее 12 МВА.

Общий объем перевода нагрузки составит не менее 20,88 МВт (23,2 МВА).

Таким образом, на перспективу до 2027 г. при условии осуществления перевода нагрузки на новую ПС 220 кВ Столбово по сети 35-10 кВ, существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Урик достаточно.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Кроме того, в соответствии с письмом № ИЭСК-Исх-ИД-22-1443 от 04.04.2022, полученным от ОАО «ИЭСК», в первой половине 2022 года выполняются работы по анализу электрических сетей в Иркутском районе в зоне ПО ВЭС с учетом перспективного развития на 2022-2027 годы для определения окончательного объема необходимой реконструкции ПС 110 кВ Урик.

ПС 110 кВ Хомутово

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 2014 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1987 г. ввода в эксплуатацию.

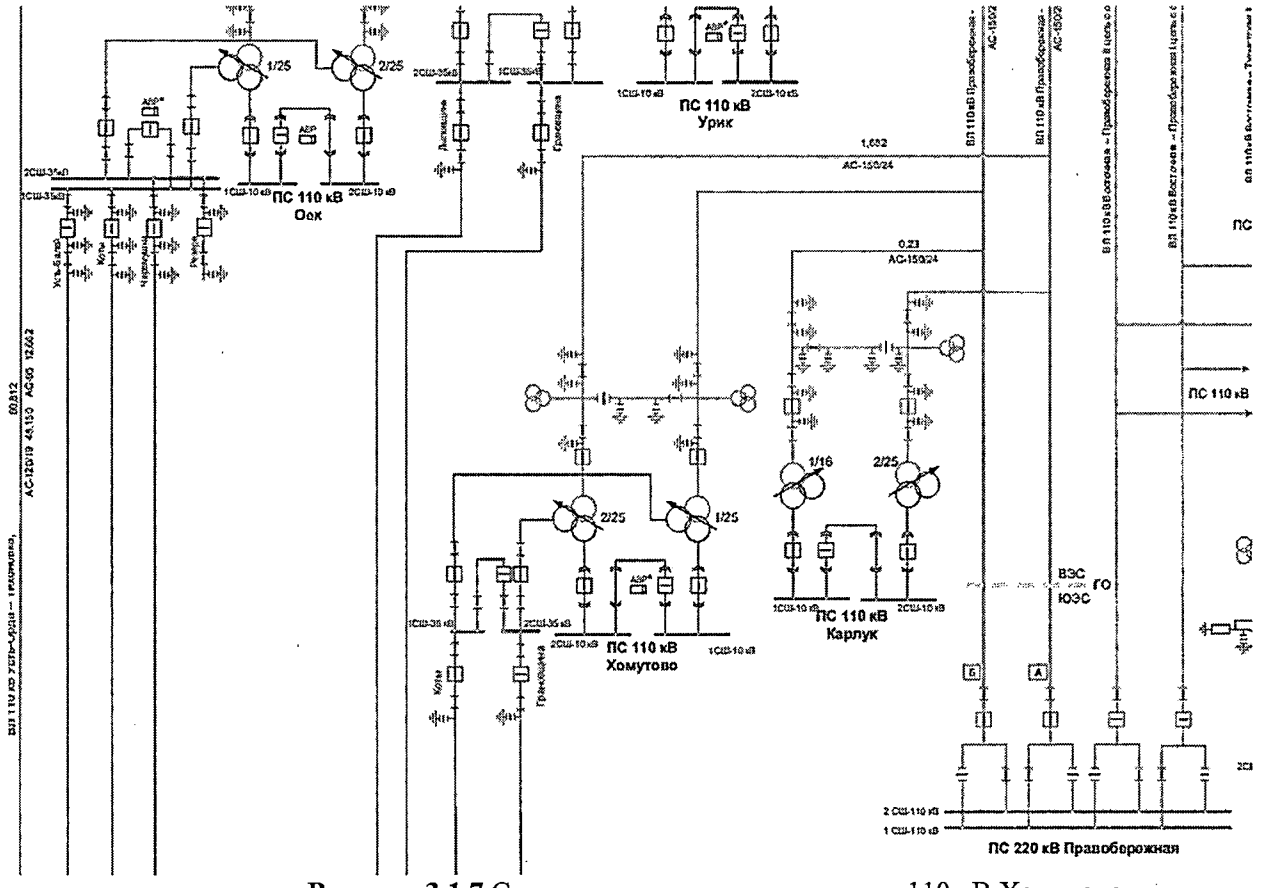


Рисунок 3.1.7 Схема подключения подстанции 110 кВ Хомутово

От ПС 110 кВ Хомутово в нормальной схеме сети 35 кВ осуществляется электроснабжение ПС 35 кВ Поздняково. Также, существуют электрические связи по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Оек и ПС 110 кВ Урик.

На транзите ПС 110 кВ Хомутово - ПС 110 кВ Урик находится ПС 35 кВ Грановщина.

На транзите ПС 110 кВ Хомутово - ПС 110 кВ Оек находятся следующие подстанции: ПС 35 кВ Коты, ПС 35 кВ Захал, ПС 35 кВ Черемушки.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 48,25 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) равной 193% от Sном (или 160,8% от длительно-допустимого значения для Т-2 и 154,4% от длительно-допустимого значения для Т-1), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 16,4 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 3007,4 кВт (3341,5 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	15036,8	0,2	3007,4	3341,5	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров	-	-	**3007,4**	**3341,5**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 51,592 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 (Т-1) при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) равной 206,4% от Sном (или 172,0% от длительно-допустимого значения для Т-2 и 165,12% от длительно-допустимого значения для Т-1), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –19,4 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1497 от 06.04.2022) реализация всех мероприятий позволит перевести на ПС 110 кВ Оёк нагрузку существующих ВЛ 10 кВ Хомутово – Турская и ВЛ-10 кВ Хомутово – РМЗ в объеме не менее 14,6 МВт (16,22 МВА) посредством строительства и ввода в работу ПС 35 кВ Поздняково (2х10 МВА) с подключением к реконструируемой ВЛ 35 кВ Оёк – Коты.

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС 110 кВ Оёк, суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 35,372 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 141,5% от Sном (или 117,9% от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 4,8 МВт.

Таким образом, исключение перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Хомутово в схемно-режимной ситуации при отключении одного из существующих трансформаторов может быть выполнено посредствам реализации одного из вариантов:

Вариант 1:

Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформаторов 110/35/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х25 МВА на новые мощностью 2х40 МВА.

Вариант 2:

Установка ДГУ мощностью не менее 4,8 МВт на ПС 110 кВ Хомутово.

В таблице 3.1.8 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.8. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформаторов 110/35/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х25 МВА на новые мощностью 2х40 МВА	183,17
Итого по варианту 1:		**183,17**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью не менее 4,8 МВт на ПС 110 кВ Хомутово.	120,0
Итого по варианту 2:		**120,0**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Хомутово в части установки ДГУ мощностью 4,8 МВт, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Кроме того, в соответствии с письмом № ИЭСК-Исх-ИД-22-1443 от 04.04.2022, полученным от ОАО «ИЭСК», в первой половине 2022 года выполняются работы по анализу электрических сетей в Иркутском районе в зоне ПО ВЭС с учетом перспективного развития на 2022-2027 годы для определения окончательного объема необходимой реконструкции ПС 110 кВ Хомутово.

ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС)

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1971 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1973 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-3 мощностью 40,5 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1996 г. ввода в эксплуатацию (в нормальной схеме сети отключен).

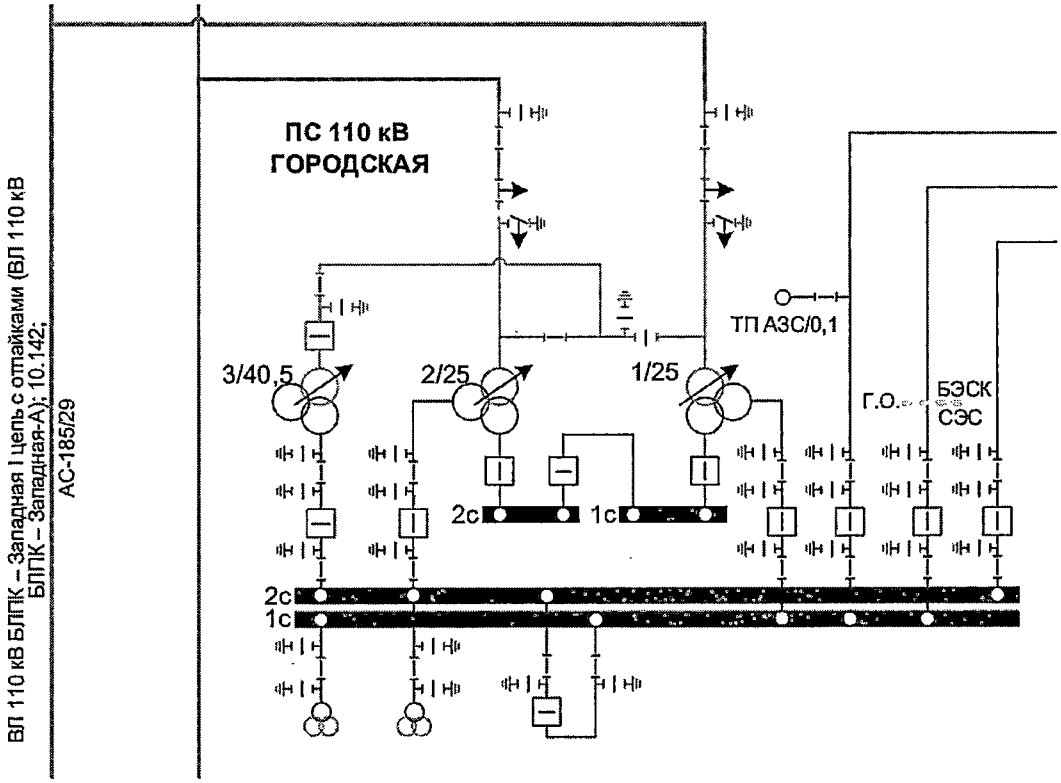


Рисунок 3.1.8 Схема подключения подстанции 110 кВ Городская (ПО СЭС)

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 07-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 35,98 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 143,9% от Sном (или 119,9% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 5,4 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 782,8 кВт (869,8 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	414	0,2	82,8	92	-
Договоры более 670 кВт	1000,0	0,7	700,0	777,8	1042/1
Сумма договоров	-	-	**782,8**	**869,8**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 36,850 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 147,4% от Sном (или 122,8% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –5,6 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022) на дату контрольного замера 15.12.2021 трансформатор Т-3 был отключен.

Включение Т-3 ПС 110 кВ Городская позволит разгрузить Т-1 (Т-2) путем перераспределения нагрузки по сети 35 кВ. Суммарный объем нагрузки по сети 35 кВ составляет 8,8 МВт (9,81 МВА). После переключение нагрузки 35 кВ на питание со стороны Т-3 нагрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составит 27,04 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 108,2% от Sном (или 90,1% от длительно-допустимого значения), что не превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 ПС 110 кВ Городская (СЭС) достаточно.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ СТЭМИ

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/6 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 25 МВА, напряжением 110/6 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 07-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 33,01 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 132,0% от Sном (или 110,0% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 2,71 МВт).

На период 2022-2027 гг. заключенных договоров на технологическое присоединение к ПС 110 кВ СТЭМИ нет.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022), возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует. Основным потребителем является ООО «СЭМЗ» (максимальная мощностью 38 МВт). В соответствии с техническими условиями, выданными ОАО «ИЭСК» в ремонтных схемах потребитель ограничивает свое потребление до 26 МВт. Таким образом, необходимости в реконструкции данной ПС нет

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Вокзальная

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1972 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 16 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1972 г. ввода в эксплуатацию.

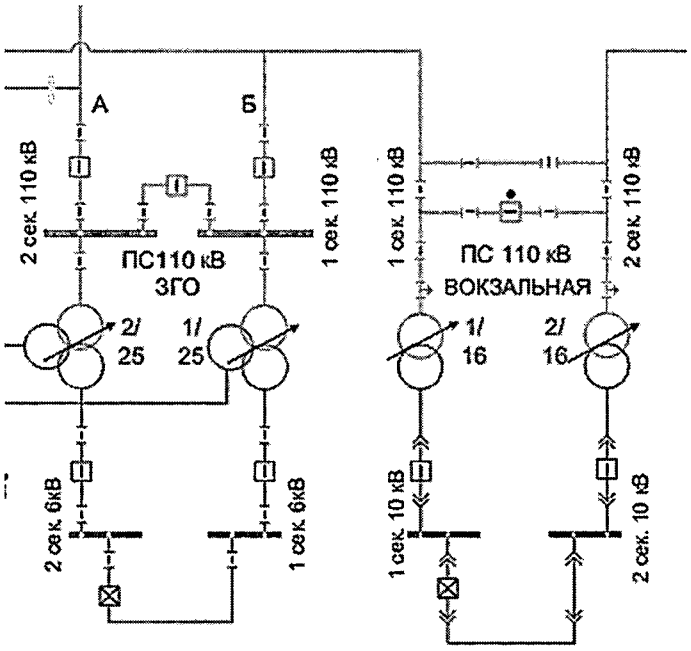


Рисунок 3.1.9 Схема подключения подстанции 110 кВ Вокзальная

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 20,73 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 129,6% от Sном (или 108,0% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,4 МВт).

На период 2022-2027 гг. заключенных договоров на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Вокзальная нет.

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022), возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

Дополнительно, выполнить расширение ПС 110 кВ Вокзальная с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ не представляется возможным согласно письму № ИЭСК-Исх-ИД-22-1528 от 08.04.2022 (приведено в приложении Д к Книге 2).

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Вокзальная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная с заменой трансформаторов 110/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х16 МВА на новые мощностью 2х25 МВА.

Вариант 2:

Установка ДГУ мощностью не менее 1,4 МВт на ПС 110 кВ Вокзальная.

В таблице 3.1.12 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.12. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформаторов 110/10 Т-1, Т-2 мощностью 2х16 МВА на новые мощностью 2х25 МВА	164,24
Итого по варианту 1:		**164,24**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью не менее 1,4 МВт на ПС 110 кВ Вокзальная.	35,0
Итого по варианту 2:		**35,0**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная в части установки ДГУ мощностью 1,4 МВт, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Для исключения реконструкции на ПС 110 кВ Вокзальная рекомендуется осуществить мероприятия, направленные на мониторинг нагрузки.

ПС 110 кВ Мельниково

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 2016 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 40 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 2017 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-3 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/6 кВ, 1987 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-4 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10/6 кВ, 1980 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка Т-3, Т-4 данного ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 15-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 46,94 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-4 (Т-3) при отключении трансформатора Т-3 (Т-4) равной 187,8% от Sном (или 156,5% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 15,2 МВт).

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на Т-3, Т-4 подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 590,4 кВт (656 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	2952,2	0,2	590,4	656	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров	-	-	**590,4**	**656**	-

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-3, Т-4 в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 47,6 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-4 (Т-3) при отключении трансформатора Т-3 (Т-4) равной 190,4% от Sном (или 158,7% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –15,8 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИЭСК-Исх-ИД-22-1508 от 07.04.2022), в сентябре 2020 года с целью разгрузки РУ 10 кВ ПС 110 кВ Изумрудная была переведена нагрузка ячеек 10 кВ № 3 и № 20 на питание от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Мельникова. На дату зимнего контрольного замера 2021 года данная схема сохранилась. Суммарный объем переведенной нагрузки составляет 8,64 МВт (9,6 МВА). Для снижения загрузки ПС 110 кВ Мельниково электроснабжение потребителей будет осуществляться по проектной схеме от ПС 110 кВ Изумрудная.

Дополнительно, На ПС 110 кВ Мельниково есть возможность выполнить режимные мероприятия по переводу отходящих линий 6 кВ с III и IV секции шин 6 кВ Т-3, Т-4 Мельниково на секции шин Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Мельниково. Объем перевода составит не менее 9 МВт (10 МВА).

Суммарный объем перевода нагрузки составит 17,64 МВт (19,6 МВА).

Таким образом, на перспективу до 2027 г. при условии осуществления перевода нагрузки, существующей пропускной способности трансформаторов Т-3, Т-4 ПС 110 кВ Мельниково достаточно.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Сосновая

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 15 декабря 2021 года при температуре наружного воздуха, равной -24,4°С, и составила 7,4 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 117,5% от Sном (или 97,9% от длительно-допустимого значения), что не превышает длительно-допустимого значения.

На период 2022-2027 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 669,0 кВт (743,3 кВА).

Критерии энергопринимающих устройств	Заявленная суммарная мощность, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Принимаемая суммарная мощность на 2027 г., в кВт	Прирост мощности к ЦП , в кВА	Реквизиты договора
Договоры до 670 кВт	495,0	0,2	99,0	110,0	-
Договоры более 670 кВт	1900,0	0,3	570,0	633,3	867/21-ВЭС от 10.03.2021
Сумма договоров	**-**	**-**	**669,0**	**743,3**	**-**

Реестр актов ТП после последнего зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. и действующих ТУ на ТП приведен в приложении Д к Книге 2.

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2027 г. составит 8,144 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 129,3% от Sном (или 107,8% от длительно-допустимого значения), что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов и влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО –0,5 МВт).

По информации, полученной от ОАО «ИЭСК» (письмо № ИСЭК-Исх-ИД-22-1330 от 29.03.2022), возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

С учетом того, что перегрузка ПС 110 кВ Сосновая обусловлена нагрузкой нереализованных ТУ на ТП, рекомендуется осуществления мониторинга нагрузки на ПС 110 кВ Сосновая. Таким образом, реконструкция ПС 110 кВ Сосновая не требуется.

Указанное мероприятие необходимо для осуществления ТУ на ТП к электрической сети.

ПС 110 кВ Артемовская

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 16 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1990 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 10 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1962 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 10-00 мск. 17 июня 2020 года при температуре наружного воздуха, равной 13,7°С, и составила 21,5 МВА.

В период летних максимальных нагрузок 2020 года отключение Т-1 ПС 110 кВ Артемовская приводит к увеличению токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до 129 А (234% от IДДТН). Токовая нагрузка Т-2 129 А недопустима. Для предотвращения превышения АДТН Т-2 рассмотрены схемно-режимные мероприятия по переносу точку деления сети 35 кВ между ПС 110 кВ Бодайбинская и ПС 110 кВ Артемовская, включив в работу ВЛ 35 кВ Кяхтинская – Ежовская и отключив со стороны ПС 110 кВ Артемовская ВЛ 35 кВ Красноармейская – Артемовская. При этом выявлено:
- превышение ДДТН Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская - 100 А (118,6% от IДДТН);
- снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Апрельская, ПС 35 кВ Красноармейская, ПС 35 кВ Андреевская, ПС 35 кВ Громовская до 30 кВ.

Для предотвращения превышения ДДТН Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская и недопустимого снижения напряжения на шинах ПС 35 кВ требуется перевести нагрузку ПС 35 кВ КПД с 1с 35 кВ ПС 110 кВ Бодайбинская на 2 с. 35 кВ, а также установка БСК на ПС 35 кВ Андреевская мощностью не менее 5 Мвар.

Данные мероприятия позволяют снизить токовую нагрузку Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до 60 А (108,8% от IДДТН). Схемно-режимные мероприятия для дальнейшего снижения токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская отсутствуют (письмо № 18-1/259 от 14.03.2022).

Для снижения токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская до длительно допустимой величины требуется строительство ВЛ 35 кВ Красноармейская – Серговская для возможности перевода нагрузки ПС 35 кВ Серговская на питание со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская. Для нормализации уровней напряжения на ПС 35 кВ Серговская, ПС 35 кВ Апрельская и ПС 35 кВ Громовская при питании со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская требуется увеличить мощность БСК на ПС 35 кВ Андреевская до 10 Мвар. Для оптимизации коммутаций БСК мощностью 11 Мвар требуется одновременно с установкой БСК на ПС 35 кВ Андреевская произвести установку УШР 13 Мвар. После реализации предложенных мероприятий токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Бодайбинская составляет 75 А (89% от IДДТН), токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Артемовская составляет 47 А (85,3% от IДДТН). С точки зрения адаптивности развития сети мероприятие по строительству ВЛ 35 кВ Красноармейская – Серговская малоэффективно, поскольку не увеличивает резерв мощности для возможности подключения новых потребителей в сеть 6-35 кВ между ПС 110 кВ Бодайбинская и ПС 110 кВ Артемовская, а лишь перераспределяет мощности между двумя ПС 110 кВ.

В качестве альтернативного мероприятия рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор с мощностью не менее 16 МВА.

В таблице 3.1.20 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.20. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
	Вариант 1	
1	Реконструкция ПС 35 кВ Красноармейская с изменением схемы на типовую №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»	33,11
2	Реконструкция ПС 35 кВ Серговская с установкой ячеек выключателей для присоединения ВЛ 35 кВ Красноармейская – Серговская и ВЛ 35 кВ Артемовская - Макалакская	33,11
3	Строительство ВЛ 35 кВ Красноармейская - Серговская	128,59
4	Увеличение рекомендуемой к установке мощности БСК на ПС	*

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
	35 кВ Андреевская на 9 Мвар до 11 Мвар	
5	Установка УШР на ПС 35 кВ Андреевская мощностью 13 Мвар	*
6	Реконструкция ПС 110 кВ Артёмовская с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА с РПН (±9х1,78%)	67,49
Итого по варианту 1:		**194,81**
Вариант 2		
1	реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор с мощностью не менее 16 МВА	67,5
Итого по варианту 2:		**67,5**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 16 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

ПС 110 кВ Мараканская

В настоящий момент на подстанции установлены следующие силовые трансформаторы:
- Т-1 мощностью 10,0 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1969 г. ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, 1979 г. ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2021 гг. зафиксирована в 10-00 мск. 19 июня 2019 года при температуре наружного воздуха, равной 17,9°С, и составила 8,31 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 131,9% от Sном (или 129,7% от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,47 МВт).

Следует отметить, что по информации собственника АО «Витимэнерго», в указанный день контрольного замера не было изменений топологии сети, влияющих на загрузку данного ЦП.

На период 2022-2027 гг. по информации от собственника АО «Витимэнерго» заключенных договоров на технологическое присоединение нет.

Существующая схема сетей 35 кВ не позволяет перевести питание ПС 35 кВ на соседние центры питания.

В соответствии с информацией от собственника АО «Витимэнерго» существующая схема распределительных сетей 6 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей на соседние ЦП (письмо № 18-1/259 от 14.03.2022).

Таким образом, на перспективу до 2027 г. существующей пропускной способности трансформатора Т-2 недостаточно для электроснабжения потребителей.

Для устранения недопустимой перегрузки рассмотрены следующие варианты:

Вариант 1:

Замена трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Вариант 2:

Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА.

В таблице 3.1.21 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1.21. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформатора Т-2 110/35/6 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА	66,41
Итого по варианту 1:		**66,41**
Вариант 2		
1	Установка нового трансформатора Т-3 мощностью 6,3 МВА	100,51
Итого по варианту 2:		**100,51**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА.

Указанное мероприятие необходимо для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

4. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Иркутской области на период до 2027 г.

Регулирование напряжения в энергосистеме Иркутской области осуществляется:

- изменением выдачи реактивной мощности генераторов ТЭЦ-6, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, Ново-Иркутской ТЭЦ, Усть-Илимской ТЭЦ, Ново-Зиминской ТЭЦ, Шелеховским участком Ново-Иркутской ТЭЦ, участком тепловых сетей и теплоисточников Иркутской ТЭЦ-6, ТЭЦ-12, Братской ГЭС, Иркутской ГЭС, Усть-Илимской ГЭС, Мамаканской ГЭС;
- переключением отпаек РПН (авто)трансформаторов ПС 220-500 кВ энергосистемы Иркутской области;
- включением/выключением устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ).

В таблице 4.1 приведен перечень мероприятий по установке СКРМ в электрической сети 110 кВ и выше Иркутской области, определенный на основании наличия указанных мероприятий в проекте СиПР ЕЭС на 2021-2027 гг., а также на основании результатов расчетов электрических режимов, представленных в разделе 2. Указанные мероприятия позволяют обеспечить возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей, а также обеспечивают допустимые уровни напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах.

Таблица 4.1. Перечень мероприятий по установке СКРМ в электрической сети 110 кВ и выше Иркутской области

Наименование объекта	**Наименование мероприятия**	**Срок реализации**	**Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации**
500 кВ			
ПС 500 кВ Усть-Кут (ПАО «ФСК ЕЭС»)	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар) для третьей ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут	2023	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром»
Усть-Илимская ГЭС (ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»)	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар) для третьей ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут*	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ПАО «Газпром» (Ковыкта), ООО «СЛ «Золото»
ПС 500 кВ Усть-Кут (ПАО «ФСК ЕЭС»)	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская №2	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)
220 кВ			
ПС 220 кВ Полимер (2ПК) (ООО «ИНК»)	Строительство новой ПС 220 кВ Полимер (2 этап) с установкой БСК 220 кВ 2х25 Мвар	2023	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК»

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
ПС 220 кВ Витим (ООО «СЛ Золото»)	Строительство новой ПС 220 кВ с установкой БСК мощностью 2х100 Мвар и УШР 2х100 Мвар	2023	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ООО «СЛ Золото»
110 кВ			
ПС 110 кВ Юрты (ОАО «ИЭСК»)	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой БСК 58 Мвар(2х29 Мвар)	2023	В целях исключения снижения напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) ниже МДН
ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда, ПС 110 кВ Свирск (ОАО «ИЭСК»)	Установка БСК на ПС 110 кВ Оса (2х12 Мвар), ПС 110 кВ Новая Уда (2х15 Мвар) ПС 110 кВ, Свирск (2х10 Мвар)	2022	В целях исключения снижения напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН при АО 1 СШ-110 кВ ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме
ПС 110 кВ Нижнеудинск (ОАО «РЖД»)	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 25 Мвар	2023	В целях исключения снижения напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ кВ транзита 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 500 кВ Тулун ниже АДН при АО ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками)
ПС 110 кВ Тайшет-Запад (ОАО «РЖД»)	Реконструкция с установкой БСК 30 Мвар (40 Мвар)**	2022	
ПС 110 кВ Ручей (ОАО «РЖД»)	Установка на ПС 110 кВ Ручей БСК 15 Мвар	2023	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
			первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр

*-в соответствии с проектной документацией по титулу «ОРУ 220-500 кВ. УИГ_00040406. Реконструкция. Подключение к шинам ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС линии ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3 с изменением точки присоединения ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №1 и установкой шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар» установка шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар планируется в линейную ячейку №4 ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС (ячейка ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2).

** - В соответствии с протоколом заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр необходма установка БСК мощностью 40 Мвар

5. Особенности развития сетей Иркутской области

5.1. Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

В рамках государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы, утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11 декабря 2018 года № 915-пп, на территории Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии. Производится строительство генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии, модернизация и реконструкция существующих объектов, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию с использованием высокоэффективного энергогенерирующего оборудования с альтернативными источниками энергии.

За счет средств областного и местного бюджетов реализованы проекты по вовлечению возобновляемых источников электроэнергии – строительство солнечно-дизельных станций в с. Онгурен, Ольхонского района мощностью 81 кВт, и д. Нерха, Нижнеудинского района мощностью 121,5 кВт.

В 2019 году введен в эксплуатацию первый этап комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района мощностью 40 кВт. Эффект от внедрения составляет до 40% замещения солнечной генерацией.

В 2020 году реализовывался проект строительства комбинированной солнечной дизельной электростанции АНГА-2 в с. Верхняя Гутара мощностью СЭС 202,5 кВт, а также дизельным генератором мощностью 250 кВт с объемом средств областного бюджета в 2020 году 94,5 млн. рублей и в 2021 году 36,9 млн. рублей.

Также в 2020 году реализован проект в с. Ермаки Казачинско-Ленского района по строительству автономной солнечной электростанции (АСЭС) мощностью 42,9 кВт с системой накопления электроэнергии (СНЭ) емкостью 144 кВт.час, а также дизельным генератором мощностью 30 кВт (с объемом средств областного бюджета 15,4 млн. рублей).

Информация о существующих возобновляемых источниках электроэнергии Иркутской области представлена в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1. Существующие возобновляемые источники электроэнергии по состоянию на 01.01.2022.

Район	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	
		ВЭУ	СЭС
Иркутский	Кордон Кадильный Прибайкальского нацпарка	н/д	1
	База отдыха «Бухта Крестовая»	-	2,5
Нижнеудинский	п. Нерха	-	121,5
	с. Верхняя Гутара	-	202,5
Ольхонский	с.Онгуен	15	81
	т/б «Зама»	-	9
	урочище Узуры (о. Ольхон)	4	1,2
Слюдянский	ООО «РемБытПутьМаш» (г. Слюдянка)	-	2
Казачинско-Ленский	д. Карнаухова	-	40
	с. Ермаки	-	42,9
Всего:	**522,6**	**19**	**503,6**

К настоящему времени уже начат второй этап строительства автономной солнечной электростанции (АСЭС) мощностью 40 кВт с системой накопления электроэнергии (СНЭ) емкостью 144 кВт*час в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района (с объемом средств областного бюджета 3,8 млн. рублей).

В рамках вышеуказанной государственной программы на 2021 год предусмотрены мероприятия, представленные в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2. Перечень мероприятий по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

Наименование мероприятия	Населенный пункт	Технические характеристики	Капиталовложения, млн. рублей
Строительство системы накопления электроэнергии (СНЭ) - 2 этап сооружения комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района	д. Карнаухова	144 кВт*ч	3,8

Анализ изменения мощности возобновляемых источников электроэнергии в 2020-2021 гг. на территории Иркутской области приведен на рисунке 5.1.1.

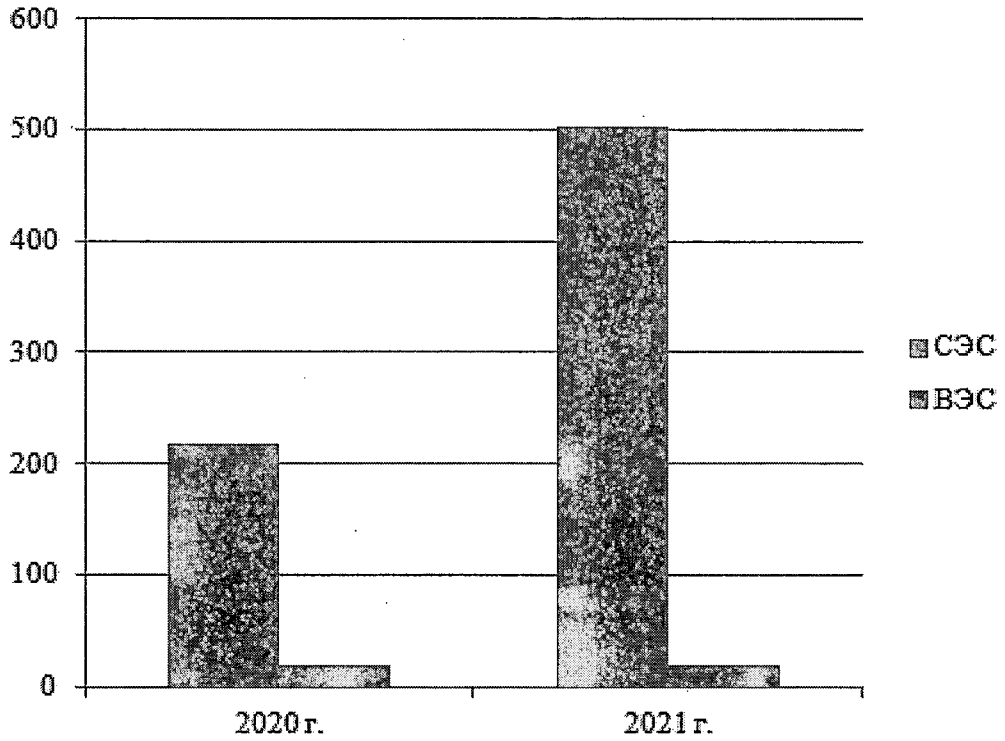


Рисунок 5.1.1. Изменение мощности возобновляемых источников электроэнергии в 2020-2022 гг.

Согласно отчету о работе СЭС за период с 2018 – 2019 гг. произведено 277 МВт·ч «солнечной» электроэнергии, что сэкономило по расчетным данным около 45% от общей затраты топлива (70 тыс. литров). Экономический эффект с учетом стоимости топлива, его доставки, ресурсов генератора и его обслуживания по себестоимости за кВт·ч (≈ 30 руб./кВт·ч) составил 8,5 млн. руб.

В значительно меньшей степени используются ветроэнергетические ресурсы: кроме с. Онгурен, 2 небольшие ветроустановки, о мощности одной из них данные отсутствуют. Суммарная установленная мощность ветроустановок (ВЭУ) составляет 19 кВт. Мониторинг работы небольших ВИЭ не ведется, поэтому данные о выработке энергии, вытеснении топлива и прочие показатели отсутствуют.

5.2. Рассмотрение возможности присоединения к ЕЭС России децентрализованных населенных пунктов Иркутской области

В Книге 1 настоящей работы (подраздел 2.4) была приведена информация о существующих в настоящий момент объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области. В Приложении Е приведена карта-схема размещения объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области.

В рамках рассмотрения вопроса возможности присоединения потребителей населённых пунктов, получающих электроснабжение от децентрализованных источников, к энергосистеме Иркутской области можно отметить следующее:

- Потребители Катангского, Бодайбинского, Ольхинского, Качугского, Усть-Удинского, Аршанского Жигаловского, Братского и Казачинско-Ленского (частично) районов Иркусткой области, получающие питание от дизельных электростанций, территориально располагаются на большом расстоянии от сетей 35-110 кВ энергосистемы Иркутской области (50 км и более). Вопрос подключения труднодоступных потребителей отмеченных районов имеет смысл лишь в случае существенного перспективного роста их нагрузки. Поскольку информации о подобном росте на данный момент нет, рассмотрение отмеченного вопроса в рамках настоящей работы рассматриваться не будет;

- Потребители Нижнеудинского, Усть-Кутского, Киренского, Нижнеилимского, Усольского и Казачинско-Ленского (частично), получающие питание от дизельных электростанций, территориально располагаются на сравнительно небольшом расстоянии от сетей 35-110 кВ энергосистемы Иркутской области.

Для оценки экономической целесообразности подключения потребителей, отмеченных во втором буллите, напрямую к электрическим сетям Иркутской области проведём анализ для наиболее близких к сетям потребителей, получающих питание от децентрализованного источника. Такими потребителями являются потребители ДЭС села Усть-Киренга (Киренского района), расположенной примерно в 9 километрах от трассы ЛЭП, входящей в транзит 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск. Суммарная установленная мощность ДЭС с. Усть-Киренга и близлежащей ДЭС д. Пяшня и с. Красноярово составляет 0,12 МВт. При этом изменение способа электроснабжения потребителей ДЭС с. Красноярово в данном случае нецелесообразно, поскольку отмеченные потребители располагаются на расстоянии порядка 35 км от предполагаемого места сооружения подстанции 110 кВ.

Для целей интеграции потребителей отмеченных ДЭС с энергосистемой Иркутской области требуется сетевое строительство. Рассмотрим 2 варианта развития сети:

- Вариант №1. Сооружение отпайки ориентировочной протяжённостью 9 километров от существующего транзита 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск, ввод трансформаторной подстанции 110/10 кВ (в районе размещения ДЭС с. Усть-Киренга), а также ЛЭП 10 кВ от новой подстанции 110/10 кВ до ДЭС д. Пяшня ориентировочной протяжённостью 16 километров;

- Вариант №2. Сооружение ЛЭП 35 кВ от ПС 110/35 кВ Киренск ориентировочной протяжённостью 27 километров, расширение РУ 35 кВ ПС 110/35 кВ Киренск на 1 одну ячейку, ввод трансформаторной подстанции 350/10 кВ (в районе размещения ДЭС д. Пашня), а также ЛЭП 10 кВ от новой подстанции 35/10 кВ до ДЭС с. Усть-Киренга ориентировочной протяжённостью 16 километров.

Перечень мероприятий, связанных с сетевым строительством, для описанных вариантов приведён ниже в таблице 5.2.1

Таблица 5.2.1. Капитальные затраты по вариантам

Мероприятие	Стоимость в ценах 2021 г. с НДС 20%, млн. руб.
Вариант 1	
Строительство ВЛ 110 кВ марки АС-70 протяжёностью 9 км (отпайки от транзита 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск)	89,23
Строительство ВЛ 10 кВ от новой ПС 110/10 кВ протяженностью 16 км, сечением жилы 35 кв. мм	48,88
Строительство новой ПС 110/10 кВ с установкой трансформатора ТМН-2500/110/10 и выключателя 10 кВ	183,55
ИТОГО	**321,66**
Вариант 2	
Строительство ЛЭП 35 кВ (от ПС 110 кВ Киренск до новой ПС 35 кВ) марки АС-70, протяжёностью 27 км	241,34
Строительство ВЛ 10 кВ от новой ПС 110/10 кВ протяженностью 16 км, сечением жилы 35 кв. мм	48,88
Строительство новой ПС 35/10 кВ с установкой трансформатора ТМ-250/35/10 и выключателя 10 кВ	75,78
ИТОГО	**366,00**

Таким образом, ориентировочные затраты на реализацию подключения потребителей ДЭС д. Усть-Киренга и ДЭС с. Пашня к энергетической системе Иркутской области по Вариантам №1 и №2 составляют **321,7** и **366,0 млн. рублей** соответственно.

Для оценки возможного экономического эффекта от подключения отмеченных потребителей к энергосистеме Иркутской области можно воспользоваться предоставленной отчётной информацией о фактических ежегодных расходах на производство электрической энергии на ДЭС с. Усть-Киренга и д. Пяшня. По отчётным данным за 2015-2020 годы (2020 год – ожидаемое значение), затраты на производство электроэнергии на рассматриваемых объектах генерации составили **45, 4 млн. рублей**.

На основании проведённых расчётов можно сделать вывод о том, что капитальные вложения на реализацию менее затратного варианта развития электрических сетей для целей подключения потребителей ДЭС д. Усть-Киренга и ДЭС с. Пашня к энергетической системе Иркутской области превышают расходы на производство электрической энергии на ДЭС отмеченных населённых пунктов приблизительно в 7 раз. В связи с этим можно сделать выводы о нецелесообразности присоединения к ЕЭС России потребителей этих двух децентрализированных населённых пунктов.

При этом можно отметить, что в рассмотренном примере проводился анализ изменения способа электтроснабжения потребителей ДЭС двух населённых пунктов. В случае рассмотрения вопроса подключения потребителей одного автономного источника к энергосистеме Иркутской области, что имело бы место при рассмотрении децентрализированных населённых пунктов Усольского (0,275 МВт), Усть-Кутского (0,18 МВт) и Нижнеилимского районов (0,06 МВт), экономическая целесообразность подобного мероприятия была бы ещё более сомнительной.

5.3. Необходимость замены оборудования на объектах электросетевого хозяйства в связи с превышением срока их эксплуатации или из-за технических неисправностей без увеличения мощности

Материалы (заключения о техническом состоянии и т.д.), подтверждающие выявленные проблемы, приведены в Приложении Д.

Модернизация Братского ПП 500 кВ (Замена реакторов 500 кВ Р-1, Р-2)

Общее заключение о техническом состоянии реакторов на Братском ПП 500 кВ, Р-1 фаза А №1165710, Р-1 фаза В №1165711, Р-1 фаза С №1181642 говорит следующее: имеются дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 и более раз, происходит нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Выполняются условия прогнозирования «разряда» CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 626°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла.

Предполагаемые дефекты-перегревы токоведущих соединений, нагрев и выгорание контактов, ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана, ослабление и нагрев контактных соединений. Скорость нарастания газов в масле с превышением у всех фаз ПДК Р-1 активно началась с 2015 года. Дефект на ранней стадии можно обнаружить, как показывает практика, только хроматографическим анализом. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Дегазация масла снижает концентрацию газов в масле до нормы кратковременно (от 3 до 5 месяцев), а потом показания газов вновь выходят за пределы ПДК, что говорит о стабильном развитии внутреннего дефекта.

У реактора Р-2 фаза А №1187504 после дегазации масла концентрации газов в норме, но скорость нарастания газов C2H4 уже на пределе превышения. Предполагаемые дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 раз, происходит нагрев масла и бумажно-маслянной изоляции. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Происходит процесс разрушения твердой изоляции. У фазы В №1117639 не получается убрать до минимальных концентраций превышения этилена в том числе с помощью дегазации. И также до дегазации основной газ ЭТИЛЕН превышает в 5 раз и имеются сопутствующие газы CO, CH4, CO2, C2H6. Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

На основании вышеизложенного на Братском ПП 500 кВ необходима замена Р-1 и Р-2 500 кВ.

Протоколы № 1956 от 11.09.2018г., № 2228 от 15.12.2017г, № 2232 от 18.12.2017г., № 2432 от 22.11.2018г. «Хромотографичекого анализа газов, растворенных в трансформаторном масле» (в реакторах 500 кВ Братского ПП 500 кВ развиваются внутренние дефекты активной части).

Учитывая роль шунтирующих реакторов 500 кВ в поддержании режимов сети и текущее состояние оборудования, в разрабатываемую «Схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на период 2023-2027 годы. Книга 2. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области. Пояснительная записка. Том 2. Развитие электрически сетей. Таблица 1.5.1, строка 7. «Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием (См. обоснование Книга 2, том 3)» включено мероприятие по замене реакторов 500 кВ на Братском ПП 500 кВ.

Модернизация ПС 500 кВ Ново-Зиминская с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации - 6 шт.

На ПС 500 кВ Ново-Зиминская выключатели воздушных линий 500 кВ находятся в эксплуатации с 1991 г. Выключатели смонтированы на стойках УСО-400, которые запрещены к применению в качестве фундаментов под оборудования подстанций Нормами проектирования в 2006 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность отказов оборудования и его физического разрушения. Учитывая длительный срок эксплуатации воздушных выключателей ВЛ 500 кВ, установленных на ПС 500 кВ Ново-Зиминская, требуется периодическое проведение экспертизы воздухосборников (рессиверов). Кроме того, необходимы большие финансовые затраты на поддержание выключателей в технически исправном состоянии, проведение ремонтов. При эксплуатации воздушных выключателей необходимы компрессорная, воздухосборники (рессивера) (год ввода в работу рессиверов – 1991) и система трубопроводов, на содержание которых также требуются финансовые средства. Плановая замена воздушных выключателей позволит отказаться от компрессорного хозяйства, что в свою очередь снизит потребление электроэнергии, расходуемой на работу компрессоров, отопление и освещение компрессорного хозяйства. Не потребуется проведение дорогостоящей экспертизы воздухосбрников для продления срока эксплуатации.

Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы А, В и С) (без увеличения мощности)

В настоящее время на ПС Иркутская находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1;
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500;
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1.

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008 году, когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию, (54 года эксплуатации) изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1998 году. Начиная с 2005 года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов CO и CO2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981 году. Начиная с 2000 года периодически происходит превышение концентрации в масле газов СО2, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов СО, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «С», АТ заводской № 36939, 1963 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 2005 году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов СО2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9. В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220 кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937, необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

Приложение:

- Протокол филиала ЦЭС от 31.03.2016 № 105 хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле;
- Протокол филиала ЦЭС от 06.06.2017 № 213 хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле;
- Протокол филиала ЦЭС от 04.03.2019 № 5 хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле;
- Протокол филиала ЦЭС от 09.04.2019 № 94 хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

Замену фаз «А», «В» и «С» АТ-9 планируется выполнить в 2023 годах соответственно.

Модернизация ПС 500 кВ Иркутская с заменой выключателей с недостаточной отключающей способностью: МВ-110 ШП-9Б, МВ-110 ШП-10Б, МВ-110 ШП-11Б, МВ-110 ШП-12Б (ЦЭС) МВ 220, МВ-110 МСВ-3/4, МВ-110 МСВ-1/3, МВ-110 МСВ-2/4, МВ-110 ШСВ-3

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (пункт 132. оборудование объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства по своим техническим характеристикам должно соответствовать уровням токов короткого замыкания) (документы приведены в Приложении Д)

Модернизация ПС 500 кВ Иркутская (замена синхронных компенсаторов 10 кВ СК-7, СК-8, СК-10, СК-12, СК-14, СК-2, СК-3, СК-6 суммарной установленной мощностью 300/216 МВА (водород / воздух) на батареи статических конденсаторов 4 шт. мощностью по 50 Мвар без увеличения установленной мощности УКРМ

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 26.10.2017 № 1018 ОАО «ИЭСК» осуществляется поэтапный вывод из эксплуатации синхронных компенсаторов 10 кВ, установленных на ПС 500 кВ Иркутская.

За период с 2010 по 2018 годы было выведено из эксплуатации пять синхронных компенсаторов (СК-9, СК-11, СК-13, СК-15, СК-16).

Выполняется вывод из работы СК-7, СК-8, СК-10, СК-12, СК-14, СК-2, СК-3, СК-6 суммарной установленной мощностью 300/216 Мвар (водород / воздух).

Срок службы синхронных компенсаторов превышает нормативный. СК имеют многочисленные дефекты маслосистемы, водосистемы, ухудшение изоляции и неудовлетворительное состояние подшипников, деталей и узлов, в результате чего регулярно выходят из строя и требуют значительных трудовых и материальных затрат.

Формуляры внеплановых (аварийных) ремонтов: № 35/15 от 17.04.2015 г. – устранение нагрева болтового соединения на проходном изоляторе ф. «А» СК-14; № 14/7 от 10.03.2017 г. – ремонт газоохладителя СК-14; № 84/19 от 25.05.2019 г. – внеплановый ремонт газоохладителя № 3 СК-10; № 13/17 от 02.03.2017 г. - внеплановый ремонт газоохладителя № 2 СК-10; № 227/17 от 08.12.2017 г. – Замена сгоревшего электродвигателя на рабочем маслонасосе. Акт аварийного отключения синхронного компенсатора типа КСВБО-50000/11 СК-6 от 15.04.2014 г.; Акт обследования повреждения СК-6 от 15.04.2014 г.; Акт дефектации СК-6 от 25.05.2011 года с перечнем дополнительных работ по устранению дефектов, выявленных в процессе капитального ремонта СК-6 с 16.05.2011 по 14.07.2011 г. приведены в Приложении Д Книги 2.

Для охлаждения СК эксплуатируется насосная оборотного водоснабжения (НОВС), введенная в работу в 1987 году, как временное сооружение с расчётным сроком службы 3 года. При монтаже использовалось оборудование и трубопроводы, бывшие в эксплуатации: насосы типа НДС-22 с двигателями 3 кВ, 1964 г. выпуска, внутренние трубопроводы Ø 800мм и задвижки, снятые с технологии производства АО «АЭХК».

В настоящее время запчасти к установленному на НОВС оборудованию не выпускаются. НОВС имеет неудовлетворительное техническое состояние - свищ напорного трубопровода Ц/Н №1, дефект по протечки трубопровода на участке от напорных колодцев КН-7 – КН-9. Ремонтные работы выполняются только в летний период, с отключением всех синхронных компенсаторов и отсечением системы охлаждения синхронных компенсаторов от водоводов АО «АЭХК». В настоящий момент также остаётся не устранённым повреждение на подземном участке азотопровода, проходящем в том числе в районе коммуникаций АО «АЭХК».

В настоящий момент выполняется разработка проектных решений по рассмотрению варианта альтернативного загрузке электростанций – установка БСК.

Модернизация УПК Тыреть 500 кВ с заменой разъединителей РОНЗ-500 на РПГ-500 (16 шт.), выключателей ВВМ-500 на GL-317 (2 шт.)

Существующая схема шунтирования УПК Тыреть 500 кВ использует в работе выключатель воздушный 500 кВ типа ВВМ-500, шунтирующий разрядник и токоограничивающее сопротивление. При коротком замыкании на линии 500 кВ через батарею конденсаторов будет протекать ток КЗ. Напряжение на батарее, напрямую зависимое от протекающего тока, может возрасти до значений, опасных для изоляции конденсаторов. Если при протекании через конденсаторы сквозного тока КЗ напряжение на выводах батареи достигнет предельно допустимого, то пробивается искровой промежуток и происходит шунтирование УПК через дугу разрядника и токоограничивающее сопротивление. Гашение дуги в разряднике осуществляется замыканием контактов отделителя ВВ-500. А параллельно к основным контактам выключателя включено демпфирующее сопротивление. Заменить старый воздушный выключатель на элегазовый физически невозможно ввиду конструктивных особенностей (у ВВ-500 два разрыва, а у ЭВ-500 всего один).

Из-за физического старения оборудования, в 2021 году 5 аварий из 6 событий произошли в схеме шунтирования УПК Тыреть 500 кВ. Аварийный вывод ВЛ-500 приводит к значительному перерыву эл.снабжения потребителей южного районов Иркутской области.

Модернизация ПС 220 кВ Покосное (Замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт.)

Существующая схема ОД-КЗ не позволяет обеспечить возможность выполнения переключений с целью вывода в ремонт или ввода в работу ВЛ 220 кВ №232 или ВЛ 220 кВ №233 без снятия нагрузки, что приводит к регулярному ограничению электроснабжения потребителей Братского района, о чём свидетельствуют неоднократные обращения потребителей с жалобами на перерывы электроснабжения.

В связи с постоянными обращениями потребителей электроэнергии с жалобами на перерывы в электроснабжении, связанные с упрощенной схемой ОРУ-220 кВ ПС Покосное («Обращение №1066332 от 31.10.2018 в Управление Президента РФ по работе с обращениями граждан и организаций», «Письмо №327/021-42/3012 от 24.06.2019г. ООО «Иркутскэнергосбыт» «О рассмотрении обращения Ямщикова М.В.») принято решение о модернизации ПС Покосное с целью устранить причину отключений – отсутствие коммутационных аппаратов на стороне 220 кВ ПС 220 кВ Покосное.

Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ и РЗА)

ПС 220 кВ Черемхово участвует в транзите 500-220-110 кВ Братск-Иркутск, является центром питания электрических сетей Черемховского района. От ПС 220 кВ Черемхово по 110 кВ запитаны ПС 110 кВ Жаргон, ПС 110 Кутулик, ПС 110 кВ Забитуй (Иркутская дистанция электроснабжения (ЭЧ-5) ВСДЭ ОАО «РЖД»), ПС 110 кВ Оса, (филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС).

На ПС 220 кВ Черемхово установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ, 1996 и 1997 года ввода в работу, и два трансформатора ТДТН-80000/110/35/6, 1996 и 2011 года ввода в работу.

На ПС 220 кВ Черемхово основная защита транзитных линий 220 кВ и 110 кВ ДФЗ-201, введена в эксплуатацию в 1983 году, и резервная защита ЭПЗ-1636, введена в эксплуатацию в 1976 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, что увеличивает время ремонта и снижает его качество (замена на б/у элементы). Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов устройств РЗА. Имеется заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Черемхово от 10.06.2018 (копия прилагается). К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты линий 35 кВ Зерновое, ТЭЦ-12 А, Б введённые в 1956 году, а также все РЗА, кроме прошедших реконструкцию за последние годы.

Учитывая, что выключатели 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и другие 1956 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой. Это относится и к трансформаторам напряжения 220 кВ 110 кВ 35 кВ, 1964 года выпуска. Шинные и линейные разъединители 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и линий 35 кВ 6 кВ эксплуатируются часть с 1956 года, часть 1972 года и 1980 года.

Общее состояние строительных конструкций здания главного щита управления ПС 220 кВ Черемхово, ЗРУ-6 кВ ПС 220 кВ Черемхово, здания релейной защиты ПС 220 кВ Черемхово оценивается как ограниченно-работоспособное.

Кабельные трассы на ОРУ-220кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ эксплуатируются с 1956 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%). Вследствие

длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные и силовые кабели, что приводит к отказам оборудования и аварийному отключению потребителей. Акт осмотра приведен в приложении к утвержденной Указом Губернатора Иркутской области от 22.08.2019 № 183-уг Схеме и программе развития энергосистемы Иркутской области на 2020-2024 годы.

Исходя из вышеизложенного и во избежание рисков повреждения оборудования, требуется реконструкция ПС 220 кВ Черемхово:

- выполнить реконструкцию ОРУ 220, 110, 35 кВ и ЗРУ-6 кВ с заменой оборудования, выработавшего свой ресурс, и дальнейшая эксплуатация которого может привести к его аварийному повреждению;
- выполнить реконструкцию РЗА 220, 110, 35 кВ с заменой кабельных связей, строительством нового здания ГЩУ и РЩ.

Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ и линейно регулировочных трансформаторов на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)

На ПС 220 кВ Шелехово установлены два автотрансформатора (АТ-8, АТ-9) типа АТДЦТН-200000/220/10, два трансформатора (Т-1, Т-2) типа ОДГ-3*70000/110, три трансформатора (Т-3, Т-4, Т-6) типа ОД-3*66667/220 и два трансформатора (Т-5, Т-7) типа ТРДН-80000/110. По стороне 220 кВ ПС 220 кВ Шелехово выполнена по типовой схеме 220-12Н «одна рабочая секционированная выключателями по числу трансформаторов и обходная система шин», по стороне 110 кВ - по схеме 110-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин», по стороне 10 кВ – шинные мосты 10 кВ от трансформаторов (Т-1,2,3,4,5,6,7) в сторону потребителя (филиал ПАО «РУСАЛ-Братск» в г. Шелехов). По стороне 10 кВ автотрансформаторов (АТ-8, АТ-9) подключенных потребителей нет.

На ПС 500 кВ Ключи и ПС 220 кВ Шелехово питание собственных нужд 0,4 кВ организовано от сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данные сети находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют техническим требованиям по термической и динамической стойкости, электромагнитной совместимости, а также требованиям НТП ПС, предусматривающим наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей. Собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово и ПС 500 кВ Ключи полностью запитаны от «местных» сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данная схема не удовлетворяет требование по обеспечению надежности электроснабжения алюминиевого завода ПАО «РУСАЛ Братск». Данный факт подтверждается Актом аварии от 22 октября 2018 года.

Предлагается выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Шелехово:

- установка на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9 линейных регулировочных трансформаторов мощностью по 63 МВА и КРУ(Н) 10 кВ;
- реконструкция защит АТ-8 и АТ-9;
- реконструкция СН-0,4 кВ;
- перевод в КРУ(Н) 10 кВ кабельных линий 10 кВ, питающих собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово, ПС 500 кВ Ключи (ТСН-1 и ТСН-2), Ново-Иркутская ТЭЦ, АО «Иркутсккабель» и АО «Оборонэнерго».

Данное решение позволит выполнить требования НТП ПС, предусматривающие наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей.

Модернизация ПС 110 кВ Стройбаза с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.

ПС 110 кВ Стройбаза по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ Майская с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.

ПС 110 кВ Майская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ Стеклозавод с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.

ПС 110 кВ Стеклозавод по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ Котик с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -1 компл.

ПС 110 кВ Котик по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ ЗСМ с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -2 компл.

ПС 110 кВ ЗСМ по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ Бадар с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -1 компл.

ПС 110 кВ Бадар по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)

ПС 110 кВ. Вокзальная участвует в транзите ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками. ПС 110 кВ Вокзальная является центром питания для ТП ОГУЭП «Облкоммунэнерго» от которого запитаны социально важные объекты г. Усолье-Сибирское, а также потребители II категории и такие социально важные потребители как «МУП Электроавтотранс», «Молокозавод». На ПС 110 Вокзальная установлены два трансформатора ТДН 16000/110/10 кВ 1970 года выпуска.

ПС 110 кВ Вокзальная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками, т.е. к отпаечным подстанциям: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ ЗГО, ПС 110 кВ Новожилкино, ПС 110 кВ Тельма.

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 Вокзальная эксплуатируются с 1972 года, на данный момент отсутствуют запасные части для выполнения ремонтов. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей. При отказе в работе отделителя и короткозамыкателя отключенной остается вся линия с отпайками на время оперативных переключений с выводом в ремонт поврежденного участка персоналом оперативно выездных бригад. Работа на включение короткозамыкателя и отключение отделителя осуществляется действием защит, а ввод в работу оборудования осуществляется взводом привода вручную.

На ПС 110 Вокзальная установлен КРУ типа К-XIII 1971 года выпуска. За время эксплуатации происходили повреждения оборудования в ячейках КРУН в следствии чего под воздействием электрической дуги повреждался корпус, происходила деформация металла с нарушением геометрических размеров ячейки. В процессе эксплуатации при физико-химическом взаимодействии окружающей среды на корпус КРУ образовалась коррозия металла, отсутствует утепление корпуса (копия Акта состояния КРУН-10 ПС 110 кВ Вокзальная от 19.02.2018 приведена в Приложении). В КРУН отсутствует быстродействующая защита от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

На основании вышеизложенного, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная:

- с заменой двух отделителей и двух короткозамыкателей 110 кВ на элегазовые выключатели с реконструкцией РЗА;
- с заменой бакового выключателя МКП-110 1972 г.в. на элегазовый выключатель с реконструкцией РЗА;
- с заменой КРУН на современное утепленное комплектное распределительное устройство с коридором обслуживания с ваккумными коммутационными модулями (30 ячеек).

Реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с реконструкцией ОРУ и РЗА, заменой Т-1 60 МВА на трансформатор аналогичной мощности

ПС 110 кВ Цемзавод участвует в транзите 110 кВ ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь, ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь, ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками, ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками. ПС 110 кВ Цемзавод является центром питания электрических сетей, питающих потребителей II категории ООО «Ангарский цемент», ООО «Стройпремиум», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Невская косметика». От ПС 110 кВ

Цемзавод по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Усть-Балей (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», ПС 35 кВ УПС-11 ООО «Стройкомплекс».

На ПС 110 кВ Цемзавод установлены два трансформатора ТДТН-40000 110/35/6 кВ, 1976 год ввода в работу и ТДТГ-60000/110/35/6 год выпуска 1957.

Т-1 – ТДТГ-60000 110/35/6 кВ, год ввода в работу – 1960 на трансформатор установлено устройство переключений ответвлений ПБВ +-2х2,5%.

Т-2 ТДТН-40000 110/35/6 кВ, год ввода в работу - 1976. На трансформатор установлено устройство переключений ответвлений РПН +-9*1,78%, ПБВ +-2х2,5%.

Из-за разной мощности трансформаторов 40 МВА и 60 МВА, а также разных схем соединения обмоток 35 кВ невозможна их параллельная работа, поэтому перевод питания с одного трансформатора на другой по 35 кВ производится с полным отключением потребителей.

Кроме того, существующая ПС 110 кВ Цемзавод имеет ряд конструктивных особенностей. В связи с расположением ОРУ-110 в зоне интенсивного загрязнения два раза в год производится чистка оборудования от цементной пыли с отключением потребителей. Длительность чистки по графику составляет 25-30 календарных дня. Так как ПС 110 кВ Цемзавод транзитная в период ремонтной компании производится корректировка ремонтных работ на объектах, находящихся в транзите.

Цементная пыль имеет высокую адгезию и, оседая на изоляцию, снижает её изоляционные свойства. По этой причине на ОРУ-35 кВ часто повреждается оборудование 35 кВ (ТТ-35, ТН-35, подвесная изоляция), а также выходит из строя кабельная линия 35 кВ потребителя. За период с 2014 по 2018 год было 7 аварийных ситуаций, связанных с нарушением (пробоем) изоляции и возникновением режима однофазного замыкания на землю на системах шин 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

На ПС 110 кВ Цемзавод основная ДФЗ-201 и резервная защита ЭПЗ-1636 транзитной линий 110 кВ Цемзавод –Усолье-Сибирская с отпайками 1981 года выпуска введена в эксплуатацию в 1983 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов защит линий. К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты ПЗ-2 ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей I и II цепь, введённые в 1983 году, а также все РЗА, кроме недавно прошедших реконструкцию.

Учитывая, что выключатели 110 кВ транзитных линий и другие 1956-1961 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой (это относится и к трансформаторам тока стороны 35 кВ, года выпуска которых 1964, 1972).

Кабельные трассы на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ эксплуатируются часть с 1958 года, часть 1972 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%. Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные кабели, что приводит к отказам оборудования и недоотпуску эл.энергии потребителю. Отчеты ООО «Профи-Град» по результатам инженерного обследования фундаментов ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140449, фундаментов ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140450, Заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Цемзавод от 09.08.2010, Технический отчет 21-2016/2 ООО «Сибпроектконструкция» ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» инв. № 700В110096 «Комплексное обследование», прилагаются.

На основании вышеизложенного, необходима:

– комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип в железобетонных модулях с реконструкцией РЗА;

– замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности, но с РПН и схемой соединения обмоток, как на Т-2, для обеспечения возможности регулирования напряжения и обеспечения возможности параллельной работы Т-1 и Т-2 по 35 кВ для выполнения перевода нагрузки между трансформаторами без отключения потребителей.

Модернизация ПС 110 кВ ПРП. Замена отделителей типа ОД-110 на элегазовые выключатели ВЭБ-110 (2 шт.), короткозамыкателей типа КЗ-110 (2 шт.)

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 ПРП эксплуатируются с 1973 года. Запасные части для выполнения ремонта данного типа оборудования отсутствуют. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя, в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей (Акт расследования причин аварии, произошедшей 22.01.2018 года. №801, Акт расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2017 года. №813).

Модернизация ПС 110 кВ Алтарик замены комплектов ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2), КЗ-110 Т-1(2)

Отделитель ОД-1 (2) -110 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110 У1 с приводом ШПКМ на ПС 110 Алтарик эксплуатируются с 1985 года. Запасные части для выполнения ремонта данного типа оборудования отсутствуют. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя, в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей (Акт расследования причин аварии, произошедшей 22.01.2018 года. №801, Акт расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2017 года. №813).

Модернизация ПС 110 кВ Кутулик замены комплектов ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-110 Т-1 (2) , КЗ-110 Т-1(2) (2 комплекта)

Отделитель ОД-1 (2) -110 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110 У1 с приводом ШПКМ на ПС 110 Кутулик-110 эксплуатируются с 1972 года. Запасные части для выполнения ремонта данного типа оборудования отсутствуют. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя, в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей (Акт расследования причин аварии, произошедшей 22.01.2018 года. №801, Акт расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2017 года. №813).

Модернизация ПС 110 кВ Новожилкино замены комплектов ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1 (2)-110 (2 комплекта)

Отделитель ОД-1 (2) -110 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110 У1 с приводом ШПКМ на ПС 110 Юбилейная эксплуатируются с 1972 года. Запасные части для выполнения ремонта данного типа оборудования отсутствуют. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей (Акт расследования причин аварии, произошедшей 22.01.2018 года. №801, Акт расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2017 года. №813).

Модернизация ПС 110 кВ Свирск замены комплектов ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1-110, ОД-2-110 (2 комплекта)

Отделитель ОД-1 (2) -110 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110 У1 с приводом ШПКМ на ПС 110 Свирск эксплуатируются с 1965 года. Запасные части для выполнения ремонта данного типа оборудования отсутствуют. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей (Акт расследования причин аварии, произошедшей 22.01.2018 года. №801, Акт расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2017 года. №813).

Модернизация ПС 110 кВ Центральная (замена ОД и КЗ-110 Т-1 и Т-2 на элегазовые выключатели, реконструкция защит, замена КРУ 6 кВ)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Центральная эксплуатируются с 1987 года. Ввиду неудовлетворительного состояния коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, а также несоответствия требованиям НТП подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248-2017), п.6.2. (о недопустимости применения отделителей и короткозамыкателей), п.7.11. (о необходимости предусматривать в РУ 110-750 элегазовые выключатели), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

Модернизация ПС 110 кВ Туристская (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

ПС 110 кВ Туристская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская - замена Т-1 16 МВА на 25 МВА, замена Т-2 15 МВА на 25 МВА, демонтаж Т-3 20 МВА, реконструкция ОРУ-110 кВ, замена КРУН-6 кВ (выбытие мощности 1 МВА)

На ПС 110 кВ Октябрьская установлены три трансформатора:

- Т-1 типа ТДН-20000/110/6 мощностью 20МВА,1969г.в.;
- Т-2 типа ТДН-15000/110/6 мощностью 15 МВА, 1967 г.в.;
- Т-3 типа ТДН-16000/110/6 мощностью 16 МВА, 1970 г.в.;

Максимальная за последние 5 лет (с 2016 по 2020 год) нагрузка на

ПС 110 кВ Октябрьская зафиксирована по данным контрольного замера 21.12.2016 в 6-00 по мск, в объеме 28,742 МВА.

В соответствии с протоколами технического обследования трансформаторов Т-2 и Т-3 установлено, что по Т-3 выявлено снижение сопротивления изоляции более 56% при норме не более 50%, по Т-2 выявлено содержание в трансформаторном масле водорастворимых кислот 0,015 мгКОН/г при норме не более 0,014 мгКОН/г (протокол №432 от 15.08.2017, протокол № 608 от 28.01.2016г приведены в Приложении)

Из-за имеющихся дефектов РПН отсутствует регулирование под напряжением. В настоящее время данные типы трансформаторов сняты с производства и выпуск запасных частей прекращён. Имеющиеся и образующиеся дефекты, а также отсутствие необходимых запасных частей приводят к значительным затратам на выполнение аварийно-восстановительных работ.

При отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками происходит обесточивание трансформаторов Т-2 и Т-3 на ПС 110 кВ Октябрьская, и вся нагрузка 6 кВ

ложиться на трансформатор Т-1 до момента производства оперативных переключений (включения не автоматической перемычки).

При отключении трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Октябрьская и срабатывании АВР на СВ-1-2 возможна перегрузка трансформатора Т-2, для снятия которой нужно включать на параллельную работу трансформаторы Т-2 и Т-3 путем включения СВ-2-3, но в этом режиме протекают уравнительные токи, вызванные разной мощностью этих трансформаторов.

Для исключения вышеозначенных проблем предлагается выполнить следующие мероприятия:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.
2. Замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 (20/15/16МВА) на два трансформатора мощностью по 25 МВА, что не предполагает увеличения общей трансформаторной мощности, и предполагает выбытие 1 МВА.
3. Замену устаревших ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки.

(Приложение Д к Книге 2)

Модернизация ПС 110 кВ Нагорная. Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит (2 комплекта)

ПС 110 кВ Нагорная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ.

Модернизация ПС 110 кВ Ново-Ленино (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией защит трансформаторов 2 прис.)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Ново-Ленино эксплуатируются с 1976 года. Ввиду низкой надёжности отделителей и короткозамыкателей, выработавших свой нормативный срок эксплуатации (25 лет), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В связи с вышеизложенным, принято решение о замене отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели.

Модернизация ПС 110 кВ Ользоны (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов 2 прис.)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ «Ользоны» эксплуатируются с 1975 года. Ввиду низкой надёжности отделителей и короткозамыкателей, выработавших свой нормативный срок эксплуатации (25 лет), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА. В связи с вышеизложенным, принято решение о замене отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели.

Модернизация ПС 110 кВ Тихоновка (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией защит трансформаторов 2 прис.)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ «Тихоновка» эксплуатируются с 1979 года. Ввиду низкой надёжности отделителей и короткозамыкателей, выработавших свой нормативный срок эксплуатации (25 лет), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с установкой трансформаторов тока и реконструкцией устройств РЗА.

Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

Эксплуатация коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, противоречит требованиям НТП подстанций переменного тока напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248-2017), п.6.2. (о недопустимости применения отделителей и короткозамыкателей), п.7.11. (о необходимости предусматривать в РУ 110-750 элегазовые выключатели).

Приведение оборудования ПС 110 кВ Бирюса в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Бирюса, связанных с повреждением оборудования.

Модернизация ПС 110 кВ Огнеупоры - замена маслонаполненных баковых выключателей на элегазовые баковые выключатели МВ-110 Т-2 и Т-2 - 2 шт.

Масляные выключатели МКП-110 на ПС 110 кВ Огнеупоры эксплуатируются с 1972 года. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей выключателей, в том числе бывших в употреблении (высоковольтные ввода, дугогасительные камеры, привода). В настоящее время кинематические узлы выключателей имеют неудовлетворительное состояние, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателей.

Модернизация ПС 110 кВ ЗГО - замена маслонаполненных баковых выключателей на элегазовые баковые выключатели МВ-110 Ввод А, МВ-110 Ввод Б, СВ-110 - 3 шт.

Масляные выключатели МКП-110 на ПС 110 кВ ЗГО эксплуатируются с 1972 года. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей выключателей, в том числе бывших в употреблении (высоковольтные ввода, дугогасительные камеры, привода). В настоящее время кинематические узлы выключателей имеют неудовлетворительное состояние, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателей.

Модернизация ПС 110 кВ Молодежная (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

Масляные выключатели МКП-110 на ПС 110 кВ Молодежная эксплуатируются с 1972 года. За время эксплуатации производился ремонт и замена основных частей выключателей, в том числе бывших в употреблении (высоковольтные ввода, дугогасительные камеры, привода). В настоящее время кинематические узлы выключателей имеют неудовлетворительное состояние, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателей.

Модернизация ПС 220 кВ Шелехово (замена ОРУ-110 кВ, ОРУ-220 кВ)

На ПС 220 кВ Шелехово установлены два автотрансформатора (АТ-8, АТ-9) типа АТДЦТН-200000/220/110/10, два трансформатора (Т-1, Т-2) типа ОДГ-3*70000/110, три трансформатора (Т-3, Т-4, Т-6) типа ОД-3*66667/220 и два трансформатора (Т-5, Т-7) типа ТРДН-80000/110. По стороне 220 кВ ПС 220 кВ Шелехово выполнена по типовой схеме 220-12Н «одна рабочая секционированная выключателями по числу трансформаторов и обходная система шин», по стороне 110 кВ – по схеме 110-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин», по стороне 10 кВ – шинные мосты 10 кВ от трансформаторов (Т-1,2,3,4,5,6,7) в сторону потребителя (филиал ПАО «РУСАЛ-Братск» в г. Шелехов). По стороне 10 кВ автотрансформаторов (АТ-8, АТ-9) подключенных потребителей нет.

В настоящее время на ПС 220 кВ Шелехово в эксплуатации находятся разъединители 220 и 110 кВ типа РОНЗ, РЛНД 1961-1965 годов выпуска. Запасные части для ремонта этих

разъединителей отсутствуют, т.к. они давно сняты с производства. Требуют больших затрат при проведении текущих и средних ремонтов, полностью восстановить коммутационный ресурс по указанным причинам не представляется возможным. Кроме этого указанные разъединители не соответствуют по динамической и термической стойкости выросшим токам короткого замыкания по 110 и 220 кВ на ПС 220 кВ Шелехово. Необходима установка оборудования, соответствующего токам термической и динамической стойкости.

Предлагается выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Шелехово:

- замена разъединителей 220,110, 35 и 10 кВ;
- реконструкция 1СШ 220 кВ, 2СШ 220 кВ, 3СШ 220 кВ и ОСШ 220 кВ с заменой подвесной изоляции;
- реконструкция 1СШ 110 кВ, 2СШ 110 кВ и ОСШ 110 кВ с заменой подвесной изоляции;
- реконструкция электромагнитной блокировки;
- реконструкция шинного моста 10 кВ Т-1, Т-2 с заменой опорной изоляции;
- реконструкция приточно-вытяжной вентиляции ГПП-1 с заменой вентиляторов.

Данное решение позволит выполнить замену оборудования, не соответствующего токам термической и динамической стойкости.

6. Перечень основных вводимых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, определенных по результатам расчетов электрических режимов

В ходе анализа особенностей функционирования энергосистемы Иркутской области на основании расчетов электрических режимов было выявлено, что мероприятий, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов энергетики (таблица 1.5.1) недостаточно для обеспечения надежного функционирования энергосистемы и присоединения новых потребителей электрической энергии. Актуализированный перечень предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области в период 2023-2027 годов, с учетом объектов, не вошедших в существующие инвестиционные программы субъектов энергетики Иркутской области, с кратким техническим обоснованием приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2027 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения						
1	ПС 500 кВ Тулун	200 МВА	2023	Реконструкция с заменой АТ-1 (125 МВА) на автотрансформатор мощность 200 МВА (прирост мощности 75 МВА), с реконструкцией распределительных устройств 220 и 110 кВ	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов», ОАО «РЖД»)	ОАО «ИЭСК»
2	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	1 км	2024	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская) ориентировочной протяженностью 1 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО "ГринФилд" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ЗАО «Гринфилд»
3	Заходы ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 на ПС 220 кВ Речушка	2х1 км	2024	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка Речушка/т ориентировочной протяженностью 2 км (2х1 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 220 кВ БЦБК	2х63 МВА	2024	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой Т-1,2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				трансформатора 63 МВА каждый (2х63 МВА)		
5	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ЛЭП транзита Канск - Тайшет с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
6	ПС 500 кВ Тайшет	Выключатели	2023	Строительство ячейки выключателя в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
7	ПС 110 кВ Замзор	Выключатели	2023	Строительство двух ячеек выключателей в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
8	ПС 500 кВ Тулун	Ошиновка	2023	Замена на ПС 500 кВ Тулун ошиновки РУ 110 кВ, Замена провода ошиновок присоединений ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I, II цепь с	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				отпайками с большей допустимой токовой нагрузкой с большей допустимой токовой нагрузкой	1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
9	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха и ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
10	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (новая ВЛ) с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
11	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АЛАР ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (новая В Л)	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
12	ВЛ 110 кВ Тулун - Нюра I,II цепь	2х2,5 км	2023	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Тулун - Нюра 2,5 км	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
13	ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская № 3	2,5 км	2023	Размыкание ВЛ 110 кВ Солерудник - Ново-Зиминская с отпайками возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник - Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Достройка участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием новой одноцепной ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская № 3, протяженностью 2,5 км АС-185	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 302/20-ЦЭС, ТУ № 301/20-ЦЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
14	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Ново-Зиминская АОПО ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская I, II цепи и ВЛ 110 кВ Зима - Ново-Зиминская № 3 с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 302/20-ЦЭС, ТУ № 301/20-ЦЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
15	ПС 220 кВ Черемхово	Оборудование	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС Черемхово оборудования на ВЛ 110 кВ Черемхово - Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово - Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 302/20-ЦЭС, ТУ № 301/20-ЦЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
16	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Ошиновка	2023	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино ошиновки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками на ошиновке с большей допустимой токовой нагрузкой	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
17	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ТТ	2023	Переключение на ПС 220	Обеспечение возможности технологического	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				кВ Ново-Ленино обмоток с 600/5 А на 1200/5 А ТТ ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками	присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
18	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная	Провод	2023	Замена провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная АС-185 на высокотемпературный Amsterdam, 15 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
19	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	Провод	2023	Замена провода на участке цепи ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино АС-185 на высокотемпературный Amsterdam (19 км), на участке от ПС 110 кВ	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				Мегет до ПС 220 кВ Ново-Ленино	Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
20	ПС 220 кВ Шелехово	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Шелехово АОПО ВЛ 220 кВ Шелехово - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
21	ПС 500 кВ Ключи	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Ключи АОПО ВЛ 220 кВ Ключи - БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
22	ПС 500 кВ Тайшет	Ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет ошиновки ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная - Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
23	ПС 220 кВ Опорная	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ Опорная - Турма с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
24	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Новочунка - Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и АОПО ВЛ 110 кВ Тайшет - Тайшет-Восточная с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
25	ВЛ 110 кВ Опорная - Турма	Провод	2023	Замена провода (АС-185) ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на провод с большей пропускной способностью	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
26	ПС 220 кВ Опорная	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ МПС - Опорная с отпайками с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
27	ПС 220 кВ Коршуниха	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Черная - Коршуниха с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					(ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
28	ВЛ 110 кВ Кежма - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка	2х0,1	2024	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежемская - Видим на ПС 220 кВ Речушка с образованием ВЛ 110 кВ Кежма - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка, АС-185, 2х0,1 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
29	ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая №2	23 км	2023	Строительство новой ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая №2 провод АС-150, 23 км	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
30	ПС 220 кВ Лена	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Лена АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
31	ПС 500 кВ Тайшет	Ошиновка, разъединитель	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет оборудования: – ошиновки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха; – ошиновки, разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК»
32	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	Провод	2023	Замена провода ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК»
33	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	Провод	2023	Замена провода ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад на провод с	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 -	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				большей допустимой токовой нагрузкой	замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	
34	ПС 110 кВ Водопад	Ошиновка, ТТ	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Водопад ошиновки, ТТ в ячейке СВ-110 на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК»
35	ПС 110 кВ Куйтун	Ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Куйтун ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК»
36	ПС 500 кВ Тулун	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Тулун АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс»,	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	
37	ПС 500 кВ Тулун	Провод	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тулун проводов 1СШ 110 кВ и 2 СШ 110 кВ на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК»
38	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2 с расширением ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2023	Перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2 на 500 кВ с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), АО "Тонода" (ПС 220 кВ Чертово Корыто), ООО "СЛ Золото", ОАО "РЖД" ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
39	ПС 500 кВ Усть-Кут	501 МВА	2023	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (1х501 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), АО "Тонода" (ПС 220 кВ Чертово Корыто), ООО "СЛ Золото", ОАО "РЖД" ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
40	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3	294 км	2023	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3 ориентировочной протяженностью 294 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), ООО "СЛ "Золото", ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский)) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
41	ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2023	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой шунтирующего реактора	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), ООО "СЛ "Золото", ПАО	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				500 кВ 180 Мвар (ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	"Высочайший" (ГОК Светловский)) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	
42	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут №2	480 км	2023	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут №2 ориентировочной протяженностью 480 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
43	ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2023	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут №2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
44	Заходы ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы	2х0,75 км	2024	Новое строительство	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
45	Заходы ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто	2х6,16 км	2024	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто ориентировочной протяженностью 12,32 км (2х6,16 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Тонода" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
46	ПС 500 кВ Усть-Кут	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Усть-Кут: ЛАПНУ; АОСН 500 кВ (модернизация); АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут № 3; Комплекс телемеханики; ФОТ АТ1,АТ2	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ПАО «ФСК ЕЭС»
47	ПС 220 кВ Сухой Лог	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Сухой Лог АОПО ВЛ 220	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				кВ Пеледуй - Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Чертово Корыто	внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
48	Усть-Илимская ГЭС	-	2023	Перевод ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2 на 500 кВ с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО «Газпром» (ПС 220 кВ Ковыкта), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корыто), АО «СЛ Золото») (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
49[1]	Усть-Илимская ГЭС	180 Мвар	2023	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар (ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО "РЖД", ПАО "Газпром" (ПС 220 кВ Ковыкта), ООО "СЛ "Золото", ПАО "Высочайший" (ГОК Светловский)) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
50	Усть-Илимская ГЭС	Устройства ПА	2023	Установка на Усть-Илимской ГЭС АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация »
51	ПС 220 кВ Чудничный	1х25 МВА	2023	Реконструкция ПС 220	Обеспечение технологического присоединения	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				кВ Чудничный с установкой третьего трансформатора 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	
52	ПС 220 кВ Речушка	1х125 МВА 1х40 МВА	2024	Строительство ПС 220 кВ Речушка/т с установкой автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА (1х125 МВА, 1х40 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ОАО «РЖД»
53	ПС 220 кВ Улькан	25 МВА	2023	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с установкой трансформатора 220/55/27,5 кВ мощностью 25 МВА (1х25 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО "РЖД" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ОАО «РЖД»
54	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Запад оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад -Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) на оборудование с большей пропускной способностью	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
55	ПС 110 кВ Нижнеудинск	25 Мвар	2023	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 25 Мвар	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
56	ПС 110 кВ Замзор	Ошиновка, выключатели, раъединители, ТТ	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор оборудования: - ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук; - ошиновки, выключателей, разъединителей и ТТ ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
57	ПС 110 кВ Замзор	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Замзор: - АОПО ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС У к с реализацией УВ на ОН; - АОПО ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
58	Транзит 110 кВ Тулун - Ново-Зиминская	Устройства ПА	2023	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
59	Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - ПС 220 кВ Ново-Ленино	Устройства ПА	2023	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
60	Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово - Слюдянка	Устройства ПА	2023	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
61	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	Ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Восточная ошиновки В Л 110 кВ Тайшет-Восточная -Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
62	ПС 110 кВ МПС	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ МПС АОСН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
63	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	Устройства ПА	2023	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
64	ПС 110 Тайшет-Восточная	40 Мвар	2023	Установка на ПС 110 Тайшет-Восточная БСК мощностью 40 Мвар	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
65	ПС 110 кВ Турма	Ошиновка	2023	Замена на ПС 110 кВ Турма ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
66	ПС 110 кВ Огневка	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Огневка АОПО ВЛ 110 кВ Огневка - Чукша и ВЛ 110 кВ Огневка -Чуна с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
67	ПС 110 кВ Новочунка	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Новочунка АОПО ВЛ 110 кВ Чуна тяговая - Новочунка I цепь с отпайкой на ПС Лесогорск и ВЛ ПО кВ Чуна тяговая - Новочунка II цепь с отпайкой на ПС Лесогорск с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
68	ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Огневка	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Огневка АОСН с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
69	ПС 110 кВ Гидростроитель	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Гидростроитель АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель - Зяба с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
70	ПС 220 кВ Речушка	Устройства ПА	2024	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Видим - Речушка с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
71	ПС 220 кВ Речушка	Устройства ПА	2024	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
72	ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 220 кВ Речушка, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная	Устройства ПА	2023-2024	Установка на ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 220 кВ Речушка, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная АОСН с реализацией УВ на ОН	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
73	ПС 110 кВ Ручей	15 Мвар	2023	Установка БСК на ПС 110 кВ Ручей мощностью 15 Мвар	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
74	ПС 110 кВ Ручей	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Ручей АОСН с реализацией УВ на включение БСК	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
75	ПС 110 кВ Хребтовая	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Хребтовая АОПО ВЛ 110 кВ Хребтовая - Семигорск с реализацией УВ на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
76	ПС 110 кВ Хребтовая	РУ	2023	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
77	ПС 220 кВ Якурим	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Якурим комплекса телемеханики	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД»
78	Транзит 220 кВ Усть-Кут - Киренга - Северобайкальск - Новый Уоян - Таксимо	Устройства ПА	2023	Установка АЧР и УОН на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
79	ПС 110 кВ Нижнеудинск	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «РЖД»
80	ПС 110 кВ Нижнеудинск	Ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск оборудования: – ошиновки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ; – ошиновки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «РЖД»
81	ПС 110 кВ ВРЗ	Ошиновка, разъединитель, ТТ, выключатель	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ВРЗ ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ в ячейке СВ-110 на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «РЖД»
82	ПС 110 кВ Худоеланская	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 110 кВ Худоеланская АОСН с	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				реализацией УВ на ОН	мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	
83	ПС 220 кВ Рассолы	2х80 МВА	2024	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый (2х80 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания" (ПС 220 кВ Рассолы) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «ИНК»
84	ПС 220 кВ Полимер (2ПК)	2х80 МВА, 2х25 Мвар	2023	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый (2х80 МВА) и установкой ИРМ БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый (2хБСК-25 Мвар)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "Иркутская нефтяная компания"(Иркутский завод полимеров) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «ИНК»
85	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта №1 и №2	2х176,5 км	2023	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Ковыкта №1, №2 ориентировочной протяженностью 353 км (2х176,5 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО "Газпром" (Ковыкта) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «ФСК ЕЭС»
86	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1	6 км	2024	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская №1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км с	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО "ГринФилд" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ЗАО «ГринФилд»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				образованием ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская №1 с отпайкой на ПС СЭМЗ		
87	ПС 220 кВ СЭМЗ	3х63 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО "ГринФилд" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ЗАО «ГринФилд»
88	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 и № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ	1х2 км	2024	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская № 2 ориентировочной протяженностью 2 км (1х2 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЗАО "ГринФилд" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ЗАО «ГринФилд»
89	ПС 220 кВ Ковыкта	2х63 МВА	2023	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый (2х63 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО "Газпром" (Ковыкта) (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ПАО «Газпром Энерго»
90	ПС 220 кВ Чёртово Корыто	2х25 МВА	2024	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2х25 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Тонода" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	АО «Тонода»
91	ПС 220 кВ Витим	4х100 МВА, 2х80 МВА	2023	Строительство ПС 220 кВ Витим с установкой четырех трансформаторов 220/35 кВ мощностью 100 МВА каждый, двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый (4х100 МВА, 2х80 МВА)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "СЛ Золото" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «СЛ Золото»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
92	ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим I, II цепь	2х4,2 км	2023	Строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим I и II цепь ориентировочной протяженностью 8,4 км (2х4,2 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО "СЛ Золото" (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «СЛ Золото»
93	Отпайки от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1, 2 на ПС 220 кВ НПС-10	2х5 км	2023	Сооружение отпаек от ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 №1, 2 на ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной длиной 10 км (2х5 км)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Транснефть-Восток» (Проект СиПР ЕЭС на 2022-2028 годы)	ООО «Транснефть-Восток»
94	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I, II цепь	2х2,6 км	2023	Реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I, II цепь	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ПАО «Корпорация «Иркут»
95	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Выключатели, разъединители, ТТ	2023	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I цепь и II цепь на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 5217/20-ЮЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
96	ПС 110 кВ Индустриальная (ЗАО «СЭМЗ»)	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	ЗАО «СЭМЗ»
97	Строительство двух отпаечных ЛЭП 110 кВ от опоры № 8-1 отпайки на ПС 110 кВ СТЭМИ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная	1х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	ЗАО «СЭМЗ»
98	ПС 110 кВ Звезда	2х16 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения (ФКП «УЗКС МО РФ») (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
99	Отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск на ПС 110 кВ Звезда	1х1,8 км 1х5,8 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения (ФКП «УЗКС МО РФ») (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
100	ПС 110 кВ ГПП 2х10 МВА	2х10 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения ФКП «УЗКС МО РФ» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.07.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
101	Отпайки от ВЛ 110 кВ	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического	ФКП «УЗКС МО

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					(Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.07.2018)	
101	Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I и II цепь с отпайками на ПС 110 кВ ГПП	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения ФКП «УЗКС МО РФ» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.07.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
102	ПС 110 кВ ТЗС	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2018)	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»
103	Две отпаечные ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Тулун-НПС цепь А и ВЛ 110 кВ Тулун-НПС-цепь Б до ПС 110 кВ ТЗС	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2018)	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»
104	ПС 110 кВ УИЦКК	2х125	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ООО «БЭК», утвержденные 30.04.2020 с изменениями)	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске
105	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – УИЦКК № 1, 2	2х1,6 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ООО «БЭК», утвержденные 30.04.2020 с изменениями)	АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске
106	ПС 110 кВ ГПП-3	2х80 МВА	2026	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» (Технические условия на	АО «Саянскхимпласт»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019)	
107	Отпайки от ВЛ 110 Ново-Зиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Ново-Зиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3	2х1 км	2026	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019)	АО «Саянскхимпласт»
108	ПС 110 кВ Красный	2х10 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные)	ООО «Красный»
109	ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	-	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «Витимэнерго», согласованные 24.10.2019)	ООО «Красный»
110	ПС 110 кВ Технопарк	2х25 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 25.12.2019)	ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»
111	Отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками и ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками до ПС 110 кВ Технопарк	-	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 25.12.2019)	ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»
112	ПС 110 кВ УКПГ-2	2х16 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств	ПАО «Газпром»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	
113	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-2	2х13,5 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
114	ПС 110 кВ УКПГ-3	2х16 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
115	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-3	2х15,5 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
116	ПС 110 кВ УКПГ-1	2х16 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
117	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-1	2х32 км	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
118	ПС 110 кВ УКПГ-45	2х16 МВА	2026	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического	ПАО «Газпром»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	
119	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-45	2х15,5 км	2026	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
120	ПС 110 кВ Вернинская	-	2023	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Вернинская с установкой ячейки трансформатора Т3 мощностью 32 МВА, расширением здания ОПУ для установки новых устройств релейной защиты и автоматики	Обеспечения второй категории по надежности электроснабжения АО «Полюс Вернинское» , заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ГОК «Вернинский» максимальной мощностью 27,9 МВт. (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января 2020 г)	АО «Витимэнерго»
121	РП 110 кВ Полюс	-	2023	Реконструкция РП 110 кВ Полюс с сооружением ячейки ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс	Обеспечения второй категории по надежности электроснабжения АО «Полюс Вернинское» , заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ГОК «Вернинский» максимальной мощностью 27,9 МВт. (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января 2020 г)	АО «Витимэнерго»
122	ПС 110 кВ Кропоткинская	-	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Кропоткинская с сооружением ячейки ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с	Обеспечения второй категории по надежности электроснабжения АО «Полюс Вернинское» , заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ГОК «Вернинский» максимальной мощностью 27,9 МВт. (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января 2020 г)	АО «Витимэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				отпайкой на РП Полюс;		
123	ПС 110 кВ Тепличная	25 МВА	2023	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с установкой одного трансформатора мощностью 25 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»
124	Отпайка от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Ока I цепь с отпайкой на ПС ЗСХК	-	2023	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ от опоры №48/1а ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Ока I цепь с отпайкой на ПС ЗСХК, до вновь строящейся ПС 110 кВ Тепличная	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»
125	ПС 110 кВ ГОК Светловский	2х25 МВА	2024	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с установкой двух трансформаторов мощностью по 25 МВА каждый	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»
126	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский	61 км	2024	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский протяженностью 61 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»
127	Транзит 110 кВ Тайшет - Канская опорная	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
128	Транзит 110 кВ Тайшет - Тулун	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				транзита	этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
129	ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Юрты	Устройства ПА	2022-2023	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Юрты с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
130	Транзит 110 кВ Ново-Зиминская - Черемхово	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 302/20-ЦЭС, ТУ № 301/20-ЦЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
131	Транзит 110 кВ ПС 220 кВ БЦБК - ПС 220 кВ Мысовая	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
132	Транзит 110 кВ Тайшет - Опорная	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
133	Транзит 110 кВ Гидростроитель - Коршуниха	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 24.05.2021 (ТУ № 1/21-ИЭСК), утвержденные 28.12.2021 (ТУ № 148/20-СЭС), Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»
134	Транзит 110 кВ Коршуниха - Лена	Устройства ПА	2023	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г.	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	
135	Участки транзитов Усть-Кут - Пеледуй, Усть-Кут -Таксимо, Пеледуй - Таксимо	Устройства ПА	2023	Установка УПАСК и ФОЛ на ПС на участках транзитов Усть-Кут - Пеледуй, Усть-Кут - Таксимо, Пеледуй - Таксимо	Протокол заседания штаба по вопросам проектирования и строительства объектов внешнего электроснабжения первого и второго этапов реализации программы «Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей в 1,5 раза до 180 млн тонн» под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Транснефть», АО «Витимэнерго», ОАО «РЖД»
136	Братский ПП 500 кВ	Устройства ПА	2023	Установка на Братском ПП 500 кВ АОПО ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233) с УВ на ОН с реализацией УВ на ОН	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)
137	ПС 500 кВ Тайшет	Устройства ПА	2023	Модернизация АОПО 1АТ, 2АТ, 3АТ ПС 500 кВ Тайшет с реализацией УВ на ОН на ПС транзита 110 кВ Тайшет – Тулун	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)
138	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 500 кВ Ново-Зиминская АОПО АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Ново-Зиминская с реализацией УВ на ОН	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД» (УОН, УПАСК)

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2022-2028 гг. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», АО «Саянскхимпласт», ЗАО «Техноинвест Альянс», ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	
139	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по ТУ на ТП) на территории Иркутской области на 2022 год представлены в Книге 1 (раздел 2.17, табл. 2.17.4).					
Мероприятия, необходимые для исключения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений						
140	ПС 110 кВ Никольск	1х6,3 МВА	2024	Модернизация ПС 110 кВ Никольск с заменой трансформатора Т1 1х6,3 МВА с ПБВ на трансформатор мощностью 1х6,3 МВА с РПН без увеличения трансформаторной мощности	ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск. На ПС установлены: Т-1 110/10 кВ – ТМ-6300 с ПБВ 110±2х2,5%, 1974 года выпуска; Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН 115±9х1,78%. Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей, уровень напряжений на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и10,4 кВ в режиме наименьших нагрузок. Уровень напряжения на шинах 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в течение года находится в пределах 121,3 – 118,9 кВ. Из-за недостаточного диапазона регулирования ПБВ на Т-1 (I положение коэффициент 10.5) напряжение на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск превышает 11,5 кВ. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей, в течение всего года в работе находится Т-2 (10 МВА). По причине дефекта РПН Т-2, регулирование напряжения выполняется через шаг с отключением трансформатора, что не позволяет выдерживать необходимый диапазон напряжений на шинах 10 кВ. При выводе в ремонт Т-2 и плановых работах на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольск питание ПС 110 кВ Никольск производится от ПС 110 кВ Усть-Орда. При	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество электроэнергии у потребителей, в том числе, у крупного социально-значимого потребителя - психиатрическая больница «Сосновый бор». В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Никольск в следующем объеме: -замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН 115± 9х1,78%; -ремонт (замена) устройства РПН Т-2; -замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов. (Приложение Д к Книге 2)	
141	ПС 110 кВ Макарово	1х6,3 МВА	2023	Новое строительство	От ПС 110 кВ Макарово, которая была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука, год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ. Подстанция установлена в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск и введена в работу в августе 1990 года (как временная).	ОАО «ИЭСК»
142	Отпайка от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск	1х3,5 км	2023	Новое строительство		ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р. Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука. В соответсвии с заключением, приведенном в акте от 30 апреля 2018 года технического освидетельствования (Приложение Д к Книге 2), оборудование ПС 110 кВ Макарово находится в неудовлетворительном состоянии, в связи с чем требуется проектирование и сооружение новой ПС. С учетом изложенного предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Марково без увеличения трансфрматорной мощности (1х6,3 МВА). От ПС 110 кВ Макарово, которая была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука, год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ. Подстанция установлена в лесном массиве	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					неподалёку от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск и введена в работу в августе 1990 года (как временная). Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р. Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука. В соответсвии с заключением, приведенном в акте от 30 апреля 2018 года технического освидетельствования (Приложение Д к Книге 2), оборудование ПС 110 кВ Макарово находится в неудовлетворительном состоянии, в связи с чем требуется проектирование и сооружение новой ПС. С учетом изложенного предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Марково без увеличения трансформаторной мощности (1х6,3 МВА).	
143	ПС 110 кВ Юрты	58 Мвар	2023	Установка на ПС 110 кВ Юрты БСК мощностью 58 Мвар	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С в двойной ремонтной схеме с отключением ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). Схемно-режимные мероприятия, направленные на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, отсутствуют.	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО на величину до 60 МВт на ПС 110 кВ транзита. Мероприятие выполняется в рамках перечня, утверждённого Протоколом Минэнерго России от 31 августа 2022 года №НШ-249/1пр	
144	ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2	ВЛ	2023	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тайшет - Замзор № 2 (марку провода уточнить при проектировании)	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун в нормальной схеме имеет место перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования. После выполнения схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 8 МВт. Мероприятие выполняется в рамках перечня, утверждённого Протоколом Минэнерго России от 31 августа 2022 года №НШ-249/1пр	ОАО «ИЭСК»
145	ПС 220 кВ Коршуниха	Устройства ПА	2023	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая № 2 с реализацией УВ на ОН	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4% (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -300С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16% (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16% (694 А при	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					ДДТН=АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН=АДТН 630 А). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт.	
146	ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук	Провод	2023	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний и летний периоды максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун в нормальной схеме имеет место перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования. После выполнения схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 17 МВт. Мероприятие выполняется в рамках перечня, утверждённого Протоколом Минэнерго России от 31 августа 2022 года №НШ-249/1пр Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2022-2028 гг.	
147	ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук	Провод	2023	Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний и летний периоды максимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет – ПС 110 кВ Замзор – ПС 500 кВ Тулун в нормальной схеме имеет место перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования. После выполнения схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 17 МВт. Мероприятие выполняется в рамках перечня, утверждённого Протоколом Минэнерго России от 31 августа 2022 года №НШ-249/1пр Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун. Реализация мероприятия необходима для варианта №2 - замена существующих АТ-1,2 220/110 кВ на 200 МВА, предусмотренного проектом СиПР ЕЭС на 2022-2028 гг.	ОАО «ИЭСК»
148	ПС 110 кВ Рассоха	Ошиновка, выключатель, ТТ	2023	Замена на ПС 110 кВ Рассоха: - ошиновки ЛЭП и ошиновки секционного выключателя; - секционного выключателя; - ТТ ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, на оборудование с большей допустимой	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при отключении ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (отключен АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка) и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка ВЛ и следующего оборудования: 1. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово –	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				токовой нагрузкой	Большой Луг: 1.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.2. Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.3. Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.4. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.5. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 1.6. Секционный выключатель и трансформатор тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 630 А. 2. При отключенной ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха: 2.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 2.2. Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 419 А. 2.3. Шинный, линейный (обходной) разъединители ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 600 А.	
149	ПС 110 кВ Большой Луг	ТТ, ошиновка	2023	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Большой Луг ТТ и ошиновки на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой		ОАО «РЖД»
150	ПС 110 кВ Подкаменная	ТТ, ошиновка	2023	Замена на ПС 110 кВ Подкаменная ТТ и ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг - Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха - Подкаменная, а также ошиновки СШ 110 кВ на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой		ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2.4. Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 521 А. 2.5. ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 630 А. 2.6. Ошиновка марки АС-185 ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 559 А. 2.7. Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 600 А. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	
151	ПС 110 кВ Изумрудная	2х40 МВА	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 и Т-2 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
152	ПС 110 кВ Жигалово	10 МВА	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
153	ПС 110 кВ Бирюса	25 МВА	2025	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
154	ПС 110 кВ Луговая	2х32 МВА	2025	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой Т-1 и Т-2 2х25 МВА на трансформаторы	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				мощностью 2х32 МВА		
155	ПС 110 кВ Черноруд	1х16 МВА, 40 км	2024	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд в части: - перевода на проектную схему (с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА); - перевода участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ; - перевода питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
156	ПС 110 кВ Бохан	0,8 МВт	2026	Реконструкция ПС 110 кВ Бохан в части установки ДГУ мощностью 0,8 МВт	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
157	ПС 110 кВ Оса	6,3 МВА	2026	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой третьего трансформатора Т-3 мощностью 6,3 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
158	ПС 110 кВ Хомутово	4,8 МВт	2026	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово в части установки ДГУ мощностью 4,8 МВт	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
159	ПС 110 кВ Вокзальная	1,4 МВт	2026	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная в части установки ДГУ мощностью 1,4 МВт	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	ОАО «ИЭСК»
160	ПС 110 кВ Артемовская	16 МВА	2023	Реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3)	АО «Витимэнерго»
161	ПС 110 кВ Мараканская	10 МВА	2024	Реконструкция ПС 110	Недопустимая перегрузка трансформаторного	АО «Витимэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	оборудования (раздел 3)	
Мероприятия по релейной защите и автоматике						
162	Мамаканская ГЭС		2023	Создание РАСП: - СМПР Регистрация аварийных событий и процессов (РАСП): - система мониторинга переходных режимов (СМПР)	Обеспечение наблюдаемости режимов работы Мамаканской ГЭС с целью уточнения параметров расчетной модели генерирующего оборудования станции для уточнения допустимых режимов работы Мамаканской ГЭС	АО «Мамаканская ГЭС»
163	Предложения по строительству/модернизации релейной защиты и автоматики на 2022 год представлены в Книге 1 (раздел 2.17, табл. 2.17.4)					
Дополнительный перечень мероприятий (по информации от собственников)						
164	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по информации от собственников) на территории Иркутской области на 2022 год представлены в Книге 1 (раздел 2.17, табл. 2.17.5)					
165	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже (по предложениям собственников) на территории Иркутской области на 2022 год представлены в Книге 1 (раздел 2.17, табл. 2.17.6)					
166	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по информации от собственников) на территории Иркутской области на 2023-2027 гг. представлены в Книге 2 (раздел 1.5, табл. 1.5.1)					
167	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже (по предложениям собственников) на территории Иркутской области на 2023-2027 гг. представлены в Книге 2 (раздел 1.5, табл. 1.5.2)					

[1] - в соответствии с проектной документацией по титулу «ОРУ 220-500 кВ. УИГ_00040406. Реконструкция. Подключение к шинам ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС линии ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3 с изменением точки присоединения ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №1 и установкой шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар» установка шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар планируется в линейную ячейку №4 ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС (ячейка ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2).

7. Дополнительный вариант развития энергосистемы

На данный момент, в соответствии с Приложением № 6 проекта СиПР ЕЭС 2022-2028 (информация о планах собственников по вводу нового генерирующего оборудования (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации), ввод новых энергоблоков в Иркутской области до 2027 г. не планируется.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 20.01.2022 № 33-р на территории Иркутской области (Бодайбийский район и/или Чуйской район) и/или Республики Якутия необходимо строительство новых генерирующих объектов суммарной установленной мощностью около 450 МВт. Развитие генерации в данном районе требуется из-за предполагаемого роста потребления следующих потребителей:

- ПАО «Газпром» - ПС 220 кВ Ковыкта;
- ООО «ИНК» - ПС 220 кВ Полимер, ПС 220 кВ Рассолы;
- ООО «Полюс Сухой Лог» - ПС 220 кВ Сухой Лог;
- АО «Тонода» - ПС 220 кВ Чертово Корыто;
- ПАО «Высочайший» - ПС 110 кВ ГОК Светловский;
- ОАО «РЖД» - тяговые ПС участка Лена – Таксимо в рамках второго этапа развития Восточного полигона железных дорог.

В связи с отсутствием подлежащих отбору ценовых заявок участников конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов конкурс на строительство генерирующих объектов не состоялся.

В таблице 7.1 приведены данные о действующих заявках на подключение к сети крупных потребителей (670 кВ и более), по которым ещё не подписаны договоры на технологическое присоединение. Данные потребители учитываются при формировании прогноза потребления энергосистемы Иркутской области по дополнительному варианту развития.

Таблица 7.1. Данные о действующих заявках 670 кВт и выше, по которым не подписаны договоры на технологическое присоединение в соответствии с информацией, полученной от территориально-сетевых организаций и органов исполнительной власти Иркутской области в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
АО «Витимэнерго»						
1	ЗАО «А/с «Витим»	шахта «Ерохинская терраса», в 20 км. от пос. Кропоткин	945	ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	0,8
2	АО «Севзото»	уч. "Октябрьский". В 3,5 км от п. Васильевский по течению р. Бодайбо 2,5км от ПС 35кВ «Андреевская» в сторону г. Бодайбо	2422,5	ПС 35 кВ Андреевская (ПС 110 кВ Бодайбинская)	2022	0,8
3	ЗАО «А/с «Витим»	шахта «Вача», в 20 км. от пос. Кропоткин рамках лицензии на право пользования недрами ИРК № 02725 БР.	945	ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	0,8
4	ЗАО «А/с «Витим»	участка открытых горных работ «Барчик». Бодайбинский р-он, в 30 км от п. Перевоз, в рамках лицензии на право пользования недрами ИРК № 03251 БП	1390	ПС 110 кВ Перевоз	2023	0,8
ОАО «РЖД»						

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
5	ООО «Сильва»	Иркутская область, г. Зима, ул. Сидельникова,	3600	ПС 110 кВ Зима	2024	0,9
6	ООО «Флора»	Иркутская область, г.Усолье-Сибирское	4900	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское	2024	0,9
ОАО «ИЭСК»						
7	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»	земельный участок, Иркутская обл., Усольский р-он, 3 км северо-восточнее д. Китой и 0,8 км юго-западнее автодороги М53, ДНП Жилой Комплекс, 310	27000	ПС 110 кВ Зашихинская	2027	0,7
8	Администрация МО Нижнеудинский район	Иркутская обл., Нижнеудинский район, с. Алыгджер	2900	ПС 110 кВ Алыгджер	2027	0,4
9*	ООО «Техсервис»	Иркутская обл., Нижнеудинский район	10000	ПС 110 кВ Гурбейская	2027	0,8
10	МО г.Байкальск	Иркутская область, МО «город Байкальск», тер.снт «горный-Байкал». Ул.8, в районе земельного участка № 40.	6000	ПС 220 кВ БЦБК	2027	0,4
11	Администрация Слюдянского городского поселенияСлюдянского района	Иркутская область. Слюдянский р-н, Слюдянка г, Перевальская ул, дом 36. Кадастровый №: 38:25:010108:707 (канализационные очистные сооружения)	1610	ПС 220 кВ Слюдянка	2022	0,9
АО «БЭСК»						
12	ИП Софронова Нина Александровна	г Усть-Илимск, промплощадка УИ ЛПК, производсвенная база	10000	ПС 220 кВ №3	2024	0,9
13	Кадников Александр Георгиевич	г Братск, жилрайон Гидростроитель, П 26 55 07 01, нежилое здание	4985	ПС 110 кВ Гидростроитель	2024	0,4
14	ООО «Изумруд»	Ангарский р-н, п Мегет, в 340 м северо-западнее въезда на территорию ОАО "МЗМК", земельный участок	4900	ПС 110 кВ Мегет	2024	0,4
15	Сахаров Игорь Юрьевич	Ангарский р-н, п Мегет, в 340 м северо-западнее въезда на территорию ОАО "МЗМК", земельный участок	4900	ПС 110 кВ Мегет	2024	0,4
16	Ощепков Артём Игоревич	Ангарский р-н, п Мегет, в 340 м северо-западнее въезда на территорию ОАО "МЗМК", земельный участок	4900	ПС 110 кВ Мегет	2024	0,4
17	ИП Цибин Павел Андреевич	г Братск, жилрайон Центральный, проезд Строитель, з/у 86А, производственная база	1000	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,7
18	ООО Фирма «САВА СЕРВИС»	г Братск, д. 104А, Едина база КБЖБ П 19 61 01 02, производственная база	2000	ПС 110 кВ КПД	2024	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
19	Кучерюк Ярослав Данилович	г Братск, жилрайон Падун, П 21 93 00 00, производственная база	4000	ПС 220 кВ Падунская	2024	0,7
20	Штрем Вадим Павлович	г Усть-Илимск, промплощадка УИ ЛПК, кад.номер 38:32:020102:006, нежилое здаине	1680	ПС 220 кВ №3	2024	0,9
21	Габдуллина Наталья Габдулхаковна	г Братск, жилрайон Падун, П 21 22 02 01, нежилое здание	3000	ПС 220 кВ Падунская	2024	0,4
22	Мелконян Минас Овакимович	г Братск, жилрайон Падун, П 21 22 20 02, нежилое здние	4500	ПС 220 кВ Падунская	2024	0,4
23	ООО «АНИ»	г Братск, жилрайон Падун, промышленная зона, нежилое здание	1130	ПС 220 кВ Падунская	2024	0,4
24	Егоров Сергей Николаевич	г Братск, жилрайон Гидростроитель, П 25 24 02 00, гараж	1000	ПС 110 кВ Гидростроитель	2024	0,4
25	Мещерякова Наталья Иосифовна	г Братск, жилрайон Центральный, проезд Строитель, д. 90, землеьный участок	680	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,4
26	Мещерякова Наталья Иосифовна	г Братск, жилрайон Центральный, проезд Строитель, д. 90а, земельный участок	680	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,4
27	ГК «Локомотив»	г Усть-Илимск, ул Северная, д. зу 22, гаражи	1397	ПС 220 кВ №3	2024	0,4
28	ООО «Топливная компания Сибтэко»	г Усть-Илимск, тер Промплощадка УИ ЛПК, правобережная часть города, склад	1750	ПС 220 кВ №3	2024	0,4
29	ООО ТЛЦ «Иркутск»	Ангарский р-н, п Мегет, производственная база	3000	ПС 110 кВ Мегет	2024	0,7
30	ООО «Магнит»	г Братск, жилрайон Чекановский, ул Первопроходцев, д. 2А, производственная база	3000	ПС 110 кВ Городская	2024	0,7
31	Барановский Константин Николаевич	г Братск, жилрайон Осиновка, д. 22, П 23 25 03 01, нежилое здание	750	ПС 110 кВ Гидростроитель	2024	0,4
32	ИП Старков Илья Владимирович	г Братск, жилрайон Центральный, П 10 52 00 00, нежилое помещение	2100	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,4
33	ООО «ПСЗ»	г Иркутск, ул Гравийная, зем. участок кад. номер 38:36:000008:8412	2423	ПС 220 кВ Левобережная	2024	0,4
34	ООО «БИО»	г Усть-Илимск, промплощадка УИ ЛПК, производственная база	868	ПС 220 кВ №3	2024	0,7
35	ООО «Дортрансстрой»	Братский р-н, п Турма, производственная база	2500	ПС 110 кВ Турма	2024	0,7
36	ООО «ГидроТехОтряд»	г Братск, жилрайон Гидростроитель, о.Гладкий, производственная база	9840	ПС 110 кВ Гидростроитель	2024	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
37	Силко С.В.	г Братск, жилрайон Центральный, территория тепличного хозяйства "Пурсей"	12000	ПС 110 кВ Городская	2024	0,9
38	ПГК «Север»	г Братск, жилрайон Центральный, ул Пихтовая, д. 77, гаражи	1500	ПС 110 кВ Городская	2024	0,4
39	ООО «ПромСервис»	г Братск, П 10 185 00 00, нежилое здание	1690	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,4
40	ООО «Промснаб»	г Братск, П 10 175 00 00, производственная база	3150	ПС 110 кВ Промбаза	2024	0,7
41	ООО «Усть-Илимская стекольная компания»	г Усть-Илимск, ш Усть-Илимское, д. 3г/4, производственная база	10000	ПС 220 кВ №3	2024	0,7
42	ОГБУСО «Чунский психоневрологический интернат»	Чунский р-н, рп Чунский, мкр Радуга, 1, нежилое здание	840	ПС 110 кВ Чуна-Тяговая	2024	0,4
43	АО «Группа Илим»	г Братск, жилрайон Центральный, 38:34:000000:6448	4850	ПС 110 кВ Городская	2024	0,4
44	ООО «АКТИВ»	г Братск, жилрайон Гидростроитель, ул Ангарская, д. 6, стр.7, нежилое здание	4270	ПС 110 кВ Гидростроитель	2024	0,4
45	ООО «Тюссо»	г. Братск, П 01 41 00 00 (кадастровый номер земельного участка 38:34:040502:231), производственная база	1800	ПС 110 кВ Промышленная	2026	0,9
46	ООО «Тюссо»	г. Братск, П 01 41 00 00 (кадастровый номер земельного участка 38:34:040502:231), производственная база	2000	ПС 110 кВ Промышленная	2026	0,9
47	ИП Гогнадзе Амиран Теймуразович	Иркутская область, г. Усть-Илимск, промплощадка УИ ЛПК (кадастровые номера земельных участков 38:32:020102:148; 38:32:020102:46)	800	ПС 220 кВ №3	2024	0,9
Министерство социального развития, опеки и попечительства Иркутской области						
48	ОГКУ «Единый заказчик в сфере строительства Иркутской области»	Строительство зданий двух жилых корпусов на 120 мест ОГАУСО «Марковский геронтологический центр» Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова, ул. Лесная, д. 2а	705	ПС 110 кВ Пивзавод	2025	0,3

*-по мере развития проекта и увеличения объемов переработки ООО «Техсервис» потребуются дополнительные мощности в объеме от 10 до 20 МВт. Совокупный объем мощности, потребляемой ООО «Техсервис» составит до 30 МВт (письмо Гурбей Золото № 13 от 08.02.2022 (приложение Д к Книге 2)).

В соответствии с актуальными планами собственников на период 2022-2027 гг. запланировано следующее сетевое строительство:

- в 2026 году планируется строительство ПС 110/6 Промышленная кВ (1х6,3 МВА), строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км. Отмеченные объекты электросетевой инфраструктуры запланированы в связи с планами ООО «Тюссо» по реализации лесозаготовок;

- в 2027 году планируется комплексное развитие сети 110 кВ в Нижнеудинском районе. Планируется строительство ПС 110/10 кВ Алыгджер (2х4 МВА) по заявке администрации Нижнеудинского района, ПС 110/6 Гурбейская по заявке ООО «Техсервис» (1х16 МВА) и ПС 110/6 Зашихинская по заявке ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС». Полный список мероприятий приведен в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2023-2027 гг. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО	ПОСЛЕ				
1	ПС 110 кВ Промышленная	-	1х6,3 МВА	2026	Строительство ПС 110 кВ с установкой одного трансформатора мощностью 6,3 МВА	ПИР	АО «БЭСК»
2	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ	-	0,20 км	2026	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км		
3	ПП 110 кВ Куряты	-	-	2027	Строительство ПП 110 кВ Куряты	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»
4	ВЛ 110 кВ Замзор – Куряты I, II	-	2х65 км	2027	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Куряты I, II ориентировочной протяженностью	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	
5	ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская	-	2х150 км	2027	Новое строительство ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская ориентировочной протяженностью 150 км	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	
6	Двухцепная отпаечная ЛЭП 110 кВ на ПС Зашихинская	-	2х20 км	2027	Строительство двухцепной отпаечной ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская ориентировочной протяженностью 20 км каждая	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО	ПОСЛЕ				
7	ПС 110 кВ Зашихинская	-	2х32 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Зашихинская с 2 силовыми трансформаторами мощностью 32 МВА каждый	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	
8	ПС 110 кВ Алыгджер	-	2х4 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Алыгджер с 2 силовыми трансформаторами мощностью 4 МВА каждый	ТУ № 118/22-ЗЭС	Администрация МО Нижнеудинский район
9*	Отпаечная ЛЭП 110 кВ	-	20 км	2027	Строительство отпаечной ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 20 км	ТУ № 2/21-ИЭСК от 07.02.2022	ООО «Техсервис»
10*	ПС 110 кВ Гурбейская	-	16 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Гурбейская с одним силовым трансформатором мощностью 16 МВА	ТУ № 2/21-ИЭСК от 07.02.2022	

*-перечень мероприятий может быть скорректирован в рамках проведения процедуры технологического присоединения

Дополнительный вариант развития включает в себя все мероприятия из базового варианта и дополнительно реализацию инвестиционных проектов, а также создание новых предприятий, на которые имеется необходимая документация.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности дополнительного варианта развития представлен в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период для дополнительного варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электроэнергии	млрд кВт*ч	59,26	63,37	67,48	69,06	70,07	70,81	71,83
Годовые темпы прироста	%	5,85	6,95	6,49	2,34	1,46	1,06	1,44
Собственный максимум потребления	МВт	8915,90	9244	9888	10100	10178	10320	10363
Годовые темпы прироста	%	7,09	3,68	6,97	2,15	0,77	1,39	0,42

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2022-2027 годы составят 2,82% и 2,20% соответственно.

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Иркутской области для дополнительного варианта прогноза электроэнергии и мощности приведена в таблицах 7.4-7.5.

Таблица 7.4. Баланс электроэнергии по территории Иркутской области на период 2022-2027 гг. для дополнительного варианта развития (млрд кВт*ч)

Годы	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электроэнергии	59,26	63,37	67,48	69,06	70,07	70,81	71,83
Выработка электроэнергии	65,04	63,92	64,01	64,64	64,83	65,64	65,70
Число часов использования максимума нагрузки, час	6646	6856	6825	6838	6884	6862	6931
Сальдо перетоков	-5,78	-0,55	3,47	4,42	5,24	5,17	6,13

Таблица 7.5. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Иркутской области за период 2022-2027 гг. для дополнительного варианта развития (МВт)

Годы	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Максимум потребления мощности	8916	9244	9888	10100	10178	10320	10363
Установленная мощность, в т.ч.:	13065,8	13093,7	13293,3	13316,2	13316,2	13466,2	13466,2
- ГЭС	9113,1	9136	9158,9	9181,8	9181,8	9331,8	9331,8
- ТЭС	3952,7	3957,7	4134,4	4134,4	4134,4	4134,4	4134,4
Располагаемая мощность	11819,8	12649	12736,9	12759,8	12759,8	12909,8	12909,8
Избыток(+)/Дефицит (-)	2903,8	3405,1	2848,9	2659,7	2581,7	2590,2	2546,8

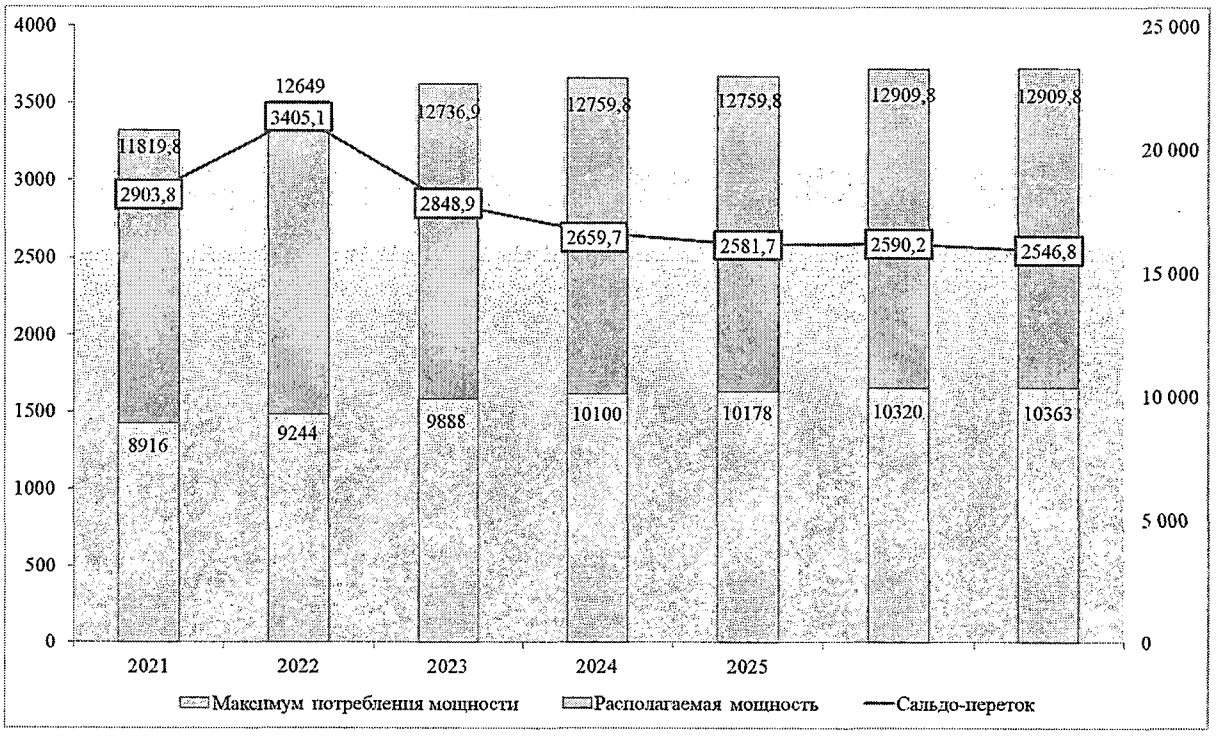


Рисунок 7.1. Баланс мощности по энергосистеме Иркутской области в период 2022-2027 гг. для дополнительного варианта развития (МВт)

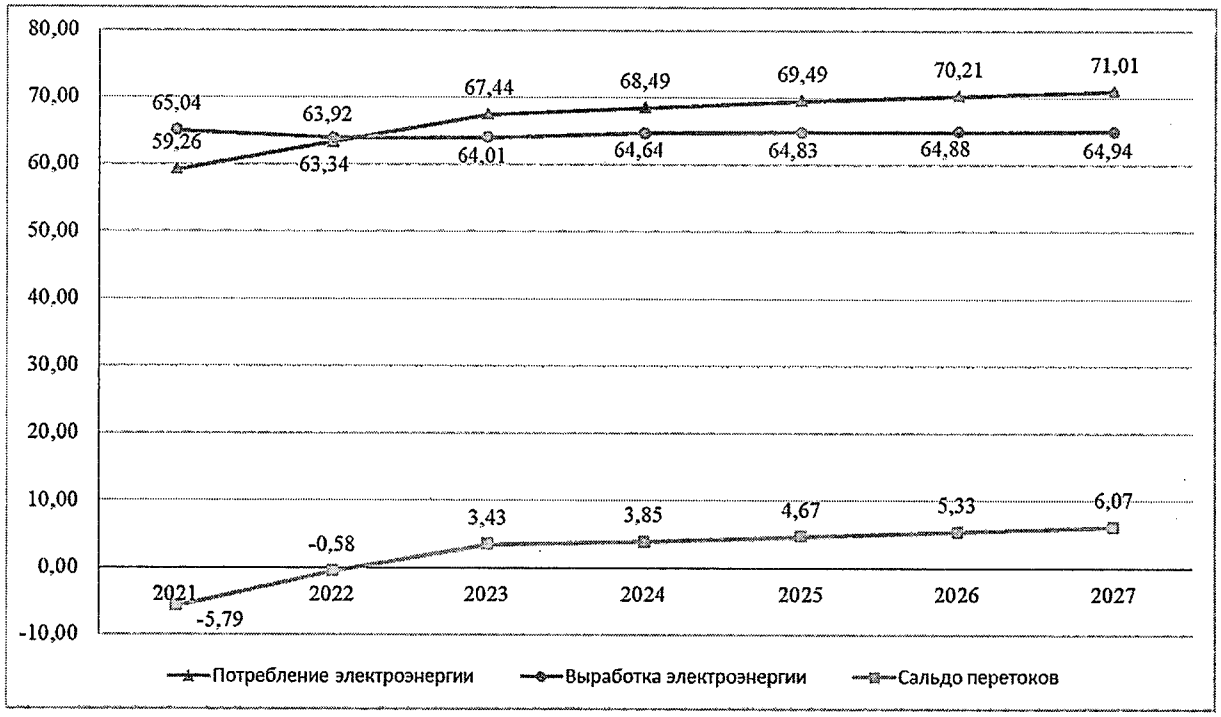


Рисунок 7.2. Баланс электроэнергии по энергосистеме Иркутской области в период 2022-2027 гг. для дополнительного варианта развития (млрд кВт*ч)

Анализ загрузки ЦП по умеренно-оптимистическому (дополнительному) варианту развития дополнительно выявил перегружаемые центры питания: ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС) и ПС 110 кВ Промбаза. Перегрузка указанных центров питания возникла вследствии учета на них возможной перспективной нагрузки по соответстующим заявкам и планам ОИВ, приведенным в таблице 7.1. Таким образом, рекомендуется осуществление мониторинга нагрузки на ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС) и ПС 110 кВ Промбаза.

В ходе анализа особенностей функционирования энергосистемы Иркутской области в дополнительном варианте развития на основании расчетов электрических режимов и анализа загрузки центров питания был выявлен перечень мероприятий для обеспечения надежного функционирования энергосистемы при присоединении новых потребителей электрической энергии. Перечень данных мероприятий с учетом предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2027 гг. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2027 гг. для дополнительного варианта развития

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО	ПОСЛЕ				
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения							
1	ПС 110 кВ Промышленная	-	1х6,3 МВА	2026	Строительство ПС 110 кВ с установкой одного трансформатора мощностью 6,3 МВА	ПИР	АО «БЭСК»
2	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ	-	0,20 км	2026	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км		
3	ПП 110 кВ Куряты	-	-	2027	Строительство ПП 110 кВ Куряты	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»
4	ВЛ 110 кВ Замзор – Куряты I, II	-	2х65 км	2027	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Куряты I, II ориентировочной протяженностью	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»
5	ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская	-	2х150 км	2027	Новое строительство ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская ориентировочной протяженностью 150 км	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»
6	Двухцепная отпаечная ЛЭП 110 кВ на ПС Зашихинская	-	2х20 км	2027	Строительство двухцепной отпаечной ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Куряты -	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»

№ п/	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляюща
					Алыгджер I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Куярты - Алыгджер II цепь с отпайкой на ПС Зашихинская ориентировочной протяженностью 20 км каждая		
7	ПС 110 кВ Зашихинская	-	2х32 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Зашихинская с 2 силовыми трансформаторами мощностью 32 МВА каждый	ТУ № 3/21-ИЭСК от 07.02.2022	ЗАО «ТЕХНОИНВЕСТ АЛЬЯНС»
8	ПС 110 кВ Алыгджер	-	2х4 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Алыгджер с 2 силовыми трансформаторами мощностью 4 МВА каждый	ТУ № 118/22-ЗЭС	Администрация МО Нижнеудинский район
9	Отпаечная ЛЭП 110 кВ	-	20 км	2027	Строительство отпаечной ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Куряты - Алыгджер I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 20 км	ТУ № 2/21-ИЭСК от 07.02.2022	ООО «Техсервис»
10	ПС 110 кВ Гурбейская	-	16 МВА	2027	Строительство ПС 110 кВ Гурбейская с одним силовым трансформаторов мощностью 16 МВА	ТУ № 2/21-ИЭСК от 07.02.2022	ООО «Техсервис»

8. Заключение

Согласно выполненным расчетам и анализу полученных результатов в рамках выполнения работы «Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2023-2027 годы» можно сделать следующие выводы»:

- Энергосистема Иркутской области дефицитна по электроэнергии (Проект СиПР 2022-2028 гг.) в прогнозном периоде;
- Во всех рассматриваемых вариантах во всех режимах энергосистема Иркутской области является профицитной по мощности во всем прогнозном периоде;
- Для обеспечения надежного электроснабжения существующей и планируемой к подключению в период до 2027 года нагрузки для электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области рекомендуются следующие мероприятия:
  - по электрическим сетям территориально-сетевых организаций в Иркутской области в основном варианте развития (приведены в таблице 6.1);
  - по электрическим сетям территориально-сетевых организаций в Иркутской области в дополнительном варианте развития (приведены в таблице 7.8)
- Важнейшей проблемой электросетевого комплекса энергосистемы Иркутской области является прогрессирующий моральный и физический износ основных фондов, опережающий темпы реконструкции и технического перевооружения электросетевого оборудования. Для выявления необходимости реконструкции ПС (ЛЭП) без увеличения мощности (пропускной способности) требуется проведение технического обследования для составления Актов технического освидетельствования оборудования, ИТС которого меньше 50. Описание данного оборудования рассмотрено в разделе 2.16.2 Книги 1.
- Рекомендуется проведение обследований состояния парка оборудования подстанций, состояния линий, на основании которых должно приниматься решение о необходимости и сроках реконструкции/замены морально и физически устаревшего оборудования, а также о возможности их дальнейшей эксплуатации.

Приложение А.

Перечень закрытых центров питания – исходные данные сетевых организаций

Таблица А1. Перечень закрытых центров питания, находящихся в эксплуатации ОГУЭП «Облкоммунэнерго» на 01.03.2022

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ ГПП-1	35/6	МО г. Байкальск	г. Байкальск
ПС 35 кВ ГПП-1	35/6	МО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское
ПС 35 кВ Савватеевка	35/10	Ангарский городской округ	с. Савватеевка
ПС 35 кВ Красноармейская	35/10	Киренское городское поселение	г. Киренск

Таблица А2. Перечень закрытых центров питания, находящихся в эксплуатации АО «БЭСК» на 01.01.2022

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ АЛПБ	35/6	Иркутская область, гор. Братск, Центральный район, Братский район	
ПС 35 кВ Порожская	35/6		
ПС 35 кВ Дачная	35/6		
ПС 110 кВ Солнечная	110/10		
ПС 35 кВ Кургат	35/10		
ПС 35 кВ Зяба	35/6	Иркутская область, Падунский и Правобережный округа гор. Братска, Братский район и Нижнеилимский район	
ПС 35 кВ Мелькомбинат	35/6		
ПС 35 кВ № 5	35/6		
ПС 35 кВ Надежда	35/6		
ПС 35 кВ Сахарово	35/10		
ПС 110 кВ Ангарстрой	110/6		
Братская ГЭС	6/6,3		
ПС 35 кВ № 8	35/6		
ПС 35 кВ ТП-Буринск	35/0,4		
ПС 35 кВ Октябрьская	35/10	Иркутская область, Чунский район, п. Чунский, г. Тайшет	
ПС 27,5 кВ Пионерский	27,5/6		
ПС 35 кВ Веселый	35/10		
КТП-125 ст. Кешево п. Сосновка	27,5/10		
ПС 27,5 кВ Парижская Коммуна	27,5/10		
ПС 35 кВ Строительная	35/6	Иркутская область, г. Усть-Илимск, Промплощадка	

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ № 18	35/6	УИЛК	
ПС 35 кВ № 13	35/6		
ПС 35 кВ ИОРТПЦ	35/6	Иркутская область, г. Иркуст-2, Ангарский район, п. Мегет	
ПС 35 кВ Боково	35/6		
ПС 35 кВ Заводская	35/10		

Таблица А3. Перечень закрытых центров питания, находящихся в эксплуатации АО «ИЭСК» на 01.01.2022

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Покровская	110/10/10	Иркутский р-н	с. Пивовариха
ПС 110 кВ Пивовариха	110/35/10	Иркутский р-н	с. Пивовариха
ПС 35 кВ Дзержинск	35/10	Иркутский р-н	п. Дзержинск
ПС 110 кВ Хомутово	110/35/10	Иркутский р-н	с. Хомутово
ПС 110 кВ Карлук	110/10	Иркутский р-н	д. Карлкук
ПС 110 кВ Урик	110/35/10	Иркутский р-н	с. Хомутово
ПС 110 кВ Никольск	110/10	Иркутский р-н	д. Никольск
ПС 35 кВ Грановщина	35/10	Иркутский р-н	д. Грановщина
ПС 35 кВ Лыловщина	35/10	Иркутский р-н	д. Лыловщина
ПС 110 кВ Оек	110/35/10	Эхирит-Булагатский р-н	п. Усть-Ордынский
ПС 35 кВ Коты	35/10	Иркутский р-н	с. Коты
ПС 35 кВ Захал	35/10	Эхирит-Булагатский р-н	п. Свердлово
ПС 35 кВ Черемушки	35/10	Иркутский р-н	п. Черемушки
ПС 110 кВ Усть-Орда	110/35/10	Эхирит-Булагатский р-н	п. Усть-Ордынский
ПС 35 кВ Гаханы	35/10	Эхирит-Булагатский р-н	с. Гаханы.
ПС 35 кВ Харат	35/10	Эхирит-Булагатский р-н	с. Харат
ПС 35 кВ Бозой	35/10	Эхирит-Булагатский р-н	с. Бозой
ПС 110 кВ Электрокотельная	110/6	Эхирит-Булагатский р-н	п. Усть-Ордынский
ПС 110 кВ Ользоны	110/10	Баяндаевский р-н	с. Ользоны

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Хогот	110/10	Баяндаевский р-н	с. Хогот
ПС 35 кВ Байша	35/10	Баяндаевский р-н	с. Байша
ПС 110 кВ Баяндай	110/35/10	Баяндаевский р-н	с. Баяндай
ПС 35 кВ Васильевск	35/10	Баяндаевский р-н	д. Васильевск
ПС 35 кВ Половинка	35/10	Баяндаевский р-н	с. Половинка
ПС 110 кВ Еланцы	110/35/10	Ольхонский р-н	п. Еланцы
ПС 35 кВ Хужир	35/10	Ольхонский р-н	с. Хужир
ПС 35 кВ Семь сосен	35/10	Ольхонский р-н	местность Семь сосен
ПС 35 кВ Паромная переправа	35/10	Ольхонский р-н	п. Сахюрта
ПС 35 кВ КФК Венцак	35/10	Ольхонский р-н	Ольхонский р-н
ПС 110 кВ Черноруд	110/10	Ольхонский р-н	местность Тогот
ПС 110 кВ К.Степь	110/35/10	Ольхонский р-н	д. Косая степь
ПС 110 кВ Манзурка	110/10	Качугский р-н	с. Манзурка
ПС 110 кВ Харбатово	110/10	Качугский р-н	с. Харбатово
ПС 110 кВ Качуг	110/35/10	Качугский р-н	с. Качуг
ПС 35 кВ Анга	35/10	Качугский р-н	д. Анга
ПС 35 кВ Верхоленск	35/10	Качугский р-н	с. Верхоленск
ПС 35 кВ Бутаково	35/10	Качугский р-н	с. Бутаково
ПС 35 кВ Бирюлька	35/10	Качугский р-н	с. Бирюлька
ПС 110 кВ Жигалово	110/35/10	Жигаловский р-н	п. Жигалово
ПС 110 кВ Знаменка	110/10	Жигаловский р-н	с. Знаменка
ПС 35 кВ Тимошино	35/10	Жигаловский р-н	с. Тимошино
ПС 35 кВ Брайнсиб	35/10	Жигаловский р-н	урочище Верхния Инагда
ПС 35 кВ Чичек	35/10	Жигаловский р-н	с. Чичек
ПС 35 кВ Качень	35/10	Жигаловский р-н	с. Качень
ПС 35 кВ Кайдакан	35/10	Жигаловский р-н	с. Кайдакан
ПС 110 кВ Н.Уда	110/35/10	Усть-Удинский р-н	с. Новая Уда
ПС 35 кВ Усть-Уда	35/10	Усть-Удинский р-н	п. Усть-Уда
ПС 35 кВ Молька	35/10	Усть-Удинский р-н	с. Молька

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Светлолобово	35/10	Усть-Удинский р-н	с. Светлолобово
ПС 35 кВ Юголок	35/10	Усть-Удинский р-н	с. Юголок
ПС 35 кВ Игжей	35/10	Усть-Удинский р-н	с. Игжей
ПС 110 кВ Ново-Ленино	110/10	Осинский р-н	с. Ново-Ленино
ПС 110 кВ Бильчир	110/10	Осинский р-н	с. Бильчир
ПС 110 кВ Оса	110/35/10	Осинский р-н	с. Оса
ПС 35 кВ Тараса	35/10	Боханский р-н	с. Тараса
ПС 35 кВ Казачье	35/10	Боханский р-н	с. Казачье
ПС 35 кВ Середкино	35/10	Боханский р-н	с. Середкино
ПС 35 кВ Каменка	35/10	Боханский р-н	с. Каменка
ПС 35 кВ Усть-Алтан	35/10	Осинский р-н	п. Усть-Алтан
ПС 110 кВ Бохан	110/10	Боханский р-н	п. Бохан
ПС 110 кВ Енисей	110/10	Осинский р-н	с. Бурятские Янгуты
ПС 110 кВ Тихоновка	110/10	Боханский р-н	с. Тихоновка
ПС 35 кВ Усть-Балей	35/10	Иркутский р-н	п. Усть-Болей
ПС 35 кВ КТП-1875 БВК	35/10	Иркутский р-н	2-й км а/дороги З. Быково-Горохово
ПС 35 кВ Горохово	35/10	Иркутский р-н	с. Горохов
ПС 35 кВ Олонки	35/10	Боханский р-н	с. Олонки
ПС 35 кВ Дачная	35/10	Иркутский р-н	26 км Байкальского тракта
ПС 500 кВ Тайшет	500/110/35	Тайшетский р-н	г. Тайшет
ПС 110 кВ Силикатная	110/10	Нижнеудинский р-н	п. Алзамай
ПС 110 кВ ЗСМ	110/10	Тайшетский р-н	г. Тайшет
ПС 110 кВ Новобирюсинск	110/10	Тайшетский р-н	п. Новобирюсинск
ПС 110 кВ Бирюса (Бирюсинская)	110/35/10	Тайшетский р-н	г. Бирюсинск
ПС 110 кВ Водопад	110/6	Нижнеудинский р-н	г. Нижнеудинск
ПС 110 кВ Лесогорск	110/35/6	Чунский р-н	п. Лесогорск
ПС 110 кВ Юрты	110/10	Тайшетский р-н	п. Юрты
ПС 35 кВ Бирюсинск	35/10	Тайшетский р-н	город Бирюсинск
ПС 35 кВ Шиткино	35/10	Тайшетский р-н	р.п. Шиткино

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Джогино	35/10	Тайшетский р-н	с. Джогино
ПС 35 кВ Н.Заимка	35/10	Тайшетский р-н	с. Нижняя Заимка
ПС 35 кВ Костино	35/10	Нижнеудинский р-н	с. Костино
ПС 35 кВ Шелехово	35/10	Тайшетский р-н	с. Шелехово
ПС 35 кВ Рождественка	35/10	Тайшетский р-н	с. Рождественка
ПС 35 кВ Акульшет	35/10	Тайшетский р-н	п. Акульшет
ПС 500 кВ Тулун	500-220/110/10	Тулунский р-н	г. Тулун
ПС 110 кВ Стеклозавод	110/6	Тулунский р-н	г. Тулун
ПС 110 кВ Котик	110/10	Тулунский р-н	с. Котик
ПС 110 кВ Шеберта	110/35/10	Нижнеудинский р-н	с. Шеберта
ПС 110 кВ Азейская	110/35/10		
ПС 110 кВ Бадар	110/10	Тулунский р-н	с. Бадар
ПС 110 кВ ЦЭП	110/35/6		
ПС 110 кВ Алгатуй	110/35/6		
ПС 110 кВ Майская	110/35/10	Куйтунский р-н	ст. Тулюшка
ПС 110 кВ Катарбей	110/35/10	Нижнеудинский р-н	с. Катарбей
ПС 110 кВ Рубахино	110/35/10	Нижнеудинский р-н	с. Мельница
ПС 35 кВ Шерагул	35/10	Тулунский р-н	с. Шерагул
ПС 35 кВ Уховская	35/10	Куйтунский р-н	п. Уховский
ПС 35 кВ Мингатуй	35/10	Куйтунский р-н	ст. Мингатуй
ПС 35 кВ Бурук	35/10	Куйтунский р-н	с. Бурук
ПС 35 кВ Барлук	35/10	Куйтунский р-н	с. Барлук
ПС 35 кВ Сосновый бор	35/6	Тулунский р-н	г.Тулун
ПС 35 кВ Центральная	35/6	Тулунский р-н	г.Тулун
ПС 35 кВ Атагай	35/10	Нижнеудинский р-н	п. Атагай
ПС 35 кВ Гадалей	35/10	Тулунский р-н	с. Гадалей
ПС 35 кВ Поселок	35/6	Тулунский р-н	
ПС 35 кВ Умыган	35/10	Тулунский р-н	с. Умыган
ПС 35 кВ Н.Бурбук	35/10	Тулунский р-н	д. Нижний Бурбук

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Порог	35/10	Нижнеудинский р-н	с. Порог
ПС 35 кВ Икей	35/10	Тулунский р-н	с. Икей
ПС 35 кВ Едогон	35/10	Тулунский р-н	с. Едогон
ПС 35 кВ Тулун	35/10	Тулунский р-н	
ПС 35 кВ Гуран	35/10	Тулунский р-н	с. Гуран
ПС 35 кВ Н. Ключи	35/10	Тулунский р-н	
ПС 35 кВ Афанасьево	35/10	Тулунский р-н	д. Афанасьева
ПС 35 кВ Мугун	35/10	Тулунский р-н	с. Мугун
ПС 35 кВ Шахта	35/10	Тулунский р-н	г. Тулун
ПС 500 кВ Ново-Зиминская	500/220/110/10	Зиминский р-н	г. Зима
ПС 110 кВ Стройбаза	110/35/10	Саянский р-н	г. Саянск
ПС 110 кВ Куйтун	110/35/10	Куйтунский р-н	пгт. Куйтун
ПС 110 кВ Ока	110/10	Саянский р-н	г. Саянск
ПС 110 кВ ЗСХК	110/35/10	Саянский р-н	г. Саянск
ПС 35 кВ ТП-6-1	35/10	Зиминский р-н	г. Зима
ПС 35 кВ Кимильтей	35/10	Зиминский р-н	с. Кимильтей
ПС 35 кВ Школа	35/0,4	Куйтунский р-н	пгт. Куйтун
ПС 35 кВ Кундуй	35/10	Куйтунский р-н	с. Кундуй
ПС 35 кВ Лермонтово	35/10	Куйтунский р-н	п. Лермонтовский
ПС 35 кВ Или	35/10	Куйтунский р-н	с. Или
ПС 35 кВ Электробойлерная	35/6	Иркутская область	г. Саянск
ПС 35 кВ Филипповск	35/10	Зиминский р-н	с. Филипповск
ПС 35 кВ Норы	35/10	Зиминский р-н	с. Норы
ПС 35 кВ Батама	35/10	Зиминский р-н	с. Батама
ПС 35 кВ Водозабор	35/10	Зиминский р-н	г. Зима
ПС 35 кВ Ц.Хазан	35/10	Зиминский р-н	п. Центральный Хазан
ТЭЦ-3	35/6	Зиминский р-н	г. Зима
ПС 35 кВ Уян	35/10	Куйтунский р-н	с. Уян
ПС 35 кВ Усть-Када	35/10	Куйтунский р-н	с. Усть -Када

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Н.Тельба	35/10	Куйтунский р-н	с. Тельба
ПС 35 кВ Заваль	35/0,4	Куйтунский р-н	с. Заваль
ПС 35 кВ Харик	35/10	Куйтунский р-н	п. Харик
ПС 35 кВ Игнино	35/10	Куйтунский р-н	п. Игнино
ПС 35 кВ Новолетники	35/10	Зиминский р-н	с. Новолетники
ПС 110 кВ Чуна	110/10	Чунский р-н	п.Чунский
ПС 500 кВ БПП	500/220/10	Братский р-н	п.Турма
ПС 220 кВ Опорная	220/110/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Вихоревка	110/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Кузнецовка	110/35/6	Братский р-н	п. Кузнецовка
ПС 35 кВ Тарма	35/10/6	Братский р-н	п. Тарма
ПС 110 кВ Промбаза	110/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Северная	110/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 220 кВ Пурсей	220/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 220 кВ Падунская	220/110/35	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Инкубатор	110/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Западная	110/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Котельная	110/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ СТЭМИ	110/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 110 кВ Гидростроитель	110/35/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ Временная Птф	35/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ Горводопровод	35/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ ЛПК-122	35/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ Осиновка	35/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ №24	35/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ БР-72	35/6	Братский р-н	дорога в аэропорт г. Братска
ПС 35 кВ Кобляково	35/10/6	Братский р-н	п. Кобляково
ПС 35 кВ Птицефабрика	35/6	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ Энергетик-1	35/10	Братский р-н	г. Братск

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Энергетик-2	35/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 35 кВ Энергетик-3	35/10	Братский р-н	г. Братск
ПС 220 кВ Коршуниха	220/110/35/10/6	Нижнеилимский р-н	г. Железногорск-Илимский
ПС 110 кВ Н-Коршуниха	110/10/6	Нижнеилимский р-н	п. Коршуновский
ПС 35 кВ ГПП-2	35/10	Нижнеилимский р-н	г. Железногорск-Илимский
ПС 35 кВ Железногорская	35/6	Нижнеилимский р-н	г. Железногорск-Илимский
ПС 110 кВ Н-Игирма	110/10/6	Нижнеилимский р-н	п. Новая Игирма
ПС 220 кВ № 3	220/35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 220 кВ Таёжная	220/110/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 110 кВ Межница	110/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 110 кВ Симахинская	110/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 110 кВ Карапчанка	110/35/10	Усть-Илимский р-н	р.п. Железнодорожный
ПС 35 кВ Северная	35/10	Усть-Илимский р-н	р.п. Железнодорожный
ПС 35 кВ Жерон	35/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ Туба	35/10	Усть-Илимский р-н	п. Тубинский
ПС 220 кВ № 6	220/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 220 кВ Сибирская	220/35/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ № 5	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ № 7	35/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ № 8	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ № 9	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ №10	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ №11	35/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ №12	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ №16	35/6	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ №36	35/10	Усть-Илимский р-н	г. Усть-Илимск
ПС 35 кВ Бадарма	35/6	Усть-Илимский р-н	п. Бадарминский
ПС 35 кВ Н-Невон	35/10	Усть-Илимский р-н	п. Невон
ПС 35 кВ Аэропорт	35/0.4	Усть-Илимский р-н	п. Невон, урочище «Хайрюзовка»

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Киренск	110/35/10	Киренский р-н	г. Киренск
ПС 35 кВ Алексеевская	35/6	Киренский р-н	д. Алексеевка
ПС 35 кВ Салтыково	35/10	Киренский р-н	д. Салтыкова
ПС 35 кВ Вишняково	35/10	Киренский р-н	п. Юбилейный
ПС 35 кВ Чечуйск	35/10	Киренский р-н	п. Чечуйск
ПС 35 кВ Петропавловск	35/10	Киренский р-н	с. Петропавловск
ПС 220 кВ Черемхово	220/110/35/10	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 110 кВ Иваническая	110/35/10	Аларский р-н	с. Иваническое
ПС 35 кВ Зоны	35/10	Аларский р-н	с. Зоны
ПС 35 кВ Аляты	35/10	Аларский р-н	с. Аляты
ПС 35 кВ Голуметь	35/10	Черемховский р-н	с. Голуметь
ПС 35 кВ Онот	35/10	Черемховский р-н	с. Онот
ПС 35 кВ Новостройка	35/10	Черемховский р-н	с. Новостройка
ПС 110 кВ Бахтай	110/35/10	Аларский р-н	с. Бахтай
ПС 35 кВ Апхульта	35/10	Аларский р-н	с. Апхульта
ПС 110 кВ Алтарик	110/35/10	Нукутский р-н	с. Алтарик
ПС 35 кВ Табарсук	35/10	Аларский р-н	с. Табарсук
ПС 110 кВ Новонукутск	110/35/10	Нукутский р-н	п. Новонукутский
ПС 110 кВ Старые Нукуты	110/35/10	Нукутский р-н	п. Новонукутский
ПС 35 кВ Новоленино	35/10	Нукутский р-н	с. Новоленино
ПС 35 кВ Первомайск	35/10	Нукутский р-н	с. Первомайское
ПС 35 кВ Бажир	35/10	Заларинский р-н	с. Бажир
ПС 110 кВ Кутулик	110/35/6	Аларский р-н	п. Кутулик
ПС 110 кВ Свирск	110/35/6	Черемховский р-н	г. Свирск
ПС 35 кВ РРЗ	35/6	Черемховский р-н	г. Свирск
ПС 35 кВ Зерновое	35/10	Черемховский р-н	с. Зерновое
ПС 35 кВ Тальники	35/10	Черемховский р-н	с. Тальники
ПС 35 кВ В.Булай	35/10	Черемховский р-н	с. Верхний Булай
ПС 35 кВ Русская Аларь	35/10	Черемховский р-н	д. Русская Аларь

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Бельск	35/10	Черемховский р-н	с. Бельск
ПС 35 кВ Восточная	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Первомайская	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Касьяновская	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Ново-Гришевская	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ ЧНФ	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Аларь	35/10	Аларский р-н	с. Аларь
ПС 35 кВ Западная-3	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Карьерная	35/10	Черемховский р-н	
ПС 35 кВ Новогромово	35/10	Черемховский р-н	с. Новогромово
ПС 35 кВ Белобородово	35/10	Черемховский р-н	д. Белобородова
ПС 35 кВ Объединенная	35/6	Черемховский р-н	г. Черемхово
ПС 35 кВ Уткоферма	35/10	Аларский р-н	п. Забитуй
ПС 110 кВ Заря	110/35/10	Заларинский р-н	п. Залари
ПС 35 кВ Троицк	35/10	Заларинский р-н	с. Троицк
ПС 35 кВ Мойган	35/10	Заларинский р-н	с. Мойган
ПС 110 кВ Балаганск	110/35/10	Балаганский р-н	п. Балаганск
ПС 35 кВ Заславск	35/10	Балаганский р-н	с. Заславск
ПС 35 кВ Тарнополь	35/10	Балаганский р-н	п. Тарнополь
ПС 35 кВ Веренка	35/10	Заларинский р-н	с. Веренка
ПС 35 кВ Ханжиново	35/10	Заларинский р-н	с. Ханжиново
ПС 35 кВ Моисеевка	35/10	Заларинский р-н	с. Моисеевка
ПС 110 кВ Ангарская	110/35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 110 кВ Ново-Жилкино	110/10	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 110 кВ Вокзальная	110/10	Усольский р-н	г. Усолье-Сибирское
ПС 35 кВ № 4	35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 35 кВ № 1	35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 35 кВ № 2	35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 35 кВ № 7	35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Цемзавод	110/35/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 35 кВ Сельхозкомплекс	35/10	Усольский р-н	
ПС 35 кВ Тайтурка	35/10	Усольский р-н	п. Тайтурка
ПС 35 кВ Железнодорожник	35/10	Усольский р-н	п. Железнодорожник
ПС 35 кВ Ш. Забитуй	35/6	Аларский р-н	п. Забитуй
ПС 35 кВ Сосновка	35/10	Усольский р-н	с. Сосновка
ПС 35 кВ Буреть	35/10	Усольский р-н	д. Буреть
ПС 110 кВ Огнеупоры	110/35/6	Черемховский р-н	п. Михайловка
ПС 110 кВ ЗГО	110/35/10	Усольский р-н	
ПС 110 кВ ПРП	110/35/10	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 110 кВ Пионерская	110/10	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 110 кВ Промышленная	110/6	Ангарский р-н	г. Ангарск
ПС 110 кВ Лесозавод	110/10	Усольский р-н	1,5 км по направлению на юго-восток от с. Узкий Луг
ПС 110 кВ Еловка	110/10	Ангарский р-н	
ПС 35 кВ Мирная	35/10	Ангарский р-н	
ПС 220 кВ Правобережная	220/110/10	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Искра	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Рабочая	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Знаменская	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Знаменская-2	110/10	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Городская	110/10	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Кировская	110/35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Марата	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ РКК	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Южная	110/35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Лисиха	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Октябрьская	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Цимлянская	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 220 кВ Байкальская	220/110/10/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Нагорная	110/35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Партизанская	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Релейная	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Приморская	110/10	Иркутский р-н	в районе Чертугеевского залива
ПС 110 кВ Молодежная	110/10	Иркутский р-н	п. Молодежный
ПС 110 кВ Березовая	110/10	Иркутский р-н	п. Молодежный
ПС 220 кВ Восточная	220/110/10	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Новая Лисиха	110/10	Иркутский р-н	д. Новолисиха
ПС 110 кВ Летняя	110/35/10	Иркутский р-н	21 км Байкальского тракта
ПС 35 кВ Жемчужная	35/10	Иркутский р-н	26 км Байкальского тракта
ПС 35 кВ Пансионат	35/0,4	Иркутский р-н	23 км Байкальского тракта
ПС 110 кВ Сосновая	110/10	Иркутский р-н	43 км Байкальского тракта
ПС 110 кВ Туристская	110/35/10	Иркутский р-н	п. Листвянка
ПС 35 кВ Листвянка	35/10	Иркутский р-н	п. Листвянка
ПС 35 кВ Большая речка	35/6	Иркутский р-н	54 км Байкальского тракта, д. Б.речка
ПС 110 кВ Спутник	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Ерши	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Изумрудная	110/35/10	Иркутский р-н	п. Изумрудный
ПС 35 кВ Кузьмиха	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Мельничная падь	35/10	Иркутский р-н	12 км дороги М.Падь
ПС 110 кВ Студенческая	110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Мельниково	110/35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ КПД	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Пивзавод	110/35/10/6	Иркутский р-н	50 м юго-восточнее Ново-Иркутской ТЭЦ
ПС 35 кВ Баклаши	35/10	Шелеховский р-н	п. Баклаши
ПС 35 кВ Смоленщина	35/10	Шелеховский р-н	с. Смоленщина

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 35 кВ Введенщина	35/10	Шелеховский р-н	с. Смоленщина
ПС 110 кВ Глазково	110/10/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 220 кВ Ново-Ленино	220/110/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Ленино	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 220 кВ Левобережная	220/35	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Военный городок	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ Жилкино	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 35 кВ ф.Байкал	35/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 220 кВ Бытовая	220/10/6	Иркутский р-н	г. Иркутск
ПС 110 кВ Малая Елань	110/10	Иркутский р-н	д. Малая Еланка
ПС 35 кВ Перевал	35/6	Слюдянский р-н	г. Слюдянка
ПС 110 кВ Рудная	110/6	Слюдянский р-н	г. Слюдянка
ПС 110 кВ Быстрая	110/6	Слюдянский р-н	с. Быстрое
ПС 110 кВ Луговая	110/10	Шелеховский р-н	г. Шелехов
ПС 220 кВ БЦБК	220/35/6	Слюдянский р-н	г. Байкальск

Таблица А4. Перечень закрытых центров питания, находящихся в эксплуатации АО «Витимэнерго» на 01.01.2022

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 110 кВ Бодайбинская	110/35/6	Иркутская область, Бодабийский район	г. Бодайбо
ПС 110 кВ Артемовская	110/35/6		р.п. Артемовский
ПС 110 кВ Мараканская	110/35/6		п. Маракан
ПС 110 кВ Кропоткинская	110/35/6		р.п. Кропоткин
ПС 110 кВ Вачинская	110/35/6		п. Вачинск
ПС 110 кВ Светлый	110/35/6		п. Светлый
ПС 110 кВ Вернинская	110/6		-
ПС 110 кВ Перевоз	110/35/6		п. Перевоз
РП 110 кВ Полюс	110/35/6		-

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 220 кВ Чаянгро	220/110/10		-
ПС 220 кВ Дяля	220/6		-

Таблица А5. Перечень закрытых центров питания, находящихся в эксплуатации ПАО «ФСК ЕЭС» на 01.01.2022

Наименование центра питания	Класс напряжения, кВ	Место расположения центра питания	
		Муниципальное образование	Город/ Населённый пункт
ПС 500 кВ Усть-Кут	500/220/110/10	Иркутская область, Усть-Кутский район	Усть-Кут