УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

29 апреля 2021 года № 128-уг

Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 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 2022-2026 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2020 года № 124-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 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 2022 года.

И.И. Кобзев

УТВЕРЖДЕНО
указом Губернатора Иркутской области
от 29 апреля 2021 года
№ 128-уг

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2022–2026 ГОДЫ

Настоящая работа выполнена на основании государственного контракта № 13/2020 от 11.08.2020 с Областным Государственным Казенным Учреждением «Центр Энергоресурсосбережения».

В настоящей работе проведен анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области на 01.01.2021.

Целью разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 годы (далее - СиПР 2022-2026) является:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Иркутской области;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;
- эффективное использование энергетических ресурсов на территории Иркутской области.

Основными задачами разработки СиПР 2022-2026 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 Иркутской области 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 Иркутской области);

- обеспечение баланса между производством и потреблением в энергосистеме Иркутской области, 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.

Основными принципами разработки СиПР 2022-2026 являются:

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Иркутской области;

- применение новых технологических решений;

- скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений;

- соблюдение требований к планированию развития электроэнергетической системы, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», и положений методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам 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 01.01.2021 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 01.01.2021 623,56 тысяч человек.

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 – 774,8 тысяч кв. км и составляет 4,6 % 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 01.01.2021 составило 2391,19 тысяч человек, сокращение населения по сравнению с прошлым годом составило 0,3%, а за последние 10 лет – на 2,07 %. В области преобладает городское население – 1866,88 тысяч человек (78,07 %). Сельское население составляет 524,31 тысяча человек (21,93 %). Плотность населения крайне низкая – около 3,086 чел./км^2 (при средней по России – 8,57 чел./км^2). 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, например, плотность населения в Катангском районе (север области) равна всего 0,03 чел./км^2.

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	623562
2	г. Братск	226269
3	г. Ангарск	224630
4	г. Усть-Илимск	80419
5	г. Усолье-Сибирское	76047
6	г. Черемхово	50154
7	г. Шелехов	48423
8	г. Усть-Кут	40783
9	г. Тулун	39671
10	г. Саянск	38820
11	г. Нижнеудинск	33616
12	г. Тайшет	32671
13	г. Зима	30515
14	г. Железногорск-Илимский	22950
15	г. Вихоревка	20833
16	г. Слюдянка	18213
17	г. Свирск	12750
18	г. Байкальск	12534
19	г. Бодайбо	11982
20	г. Киренск	11048
21	г. Бирюсинск	8416
22	г. Алзамай	5749

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 «АС Витим»;
- ООО «ИНК»;
- АО «Верхнечонскнефтегаз»;
- ОАО «Тыретский солерудник»;
- АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА».

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.

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.

2.2. Информация по генерирующим компаниям

Основной особенностью Иркутской области является наличие на территории крупных гидроэлектростанций, установленная мощность которых (9,088 ГВт) составляет 3,7% от мощности всех электростанций страны (245,313 ГВт – 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 01.01.2021, выработке, их собственниках приведен в таблице 2.2.1. Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2020 году на рисунке 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Величина установленной мощности ТЭС, ГЭС на 01.01.2021

Наименование станции	Установленная мощность на 01.01.2021, МВт	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн кВт*ч	Суммарная мощность станций, МВт
ТЭС			
ООО «Байкальская энергетическая компания»			3807,30
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	0,00	146,79*	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,00	77,74	
Иркутская ТЭЦ-6	270,00	662,61	
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-	12,00	54,05	

Наименование станции	Установленная мощность на 01.01.2021, МВт	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн кВт*ч	Суммарная мощность станций, МВт
6			
Иркутская ТЭЦ-9	540,00	1 753,62	
Иркутская ТЭЦ-10	1110,00	3 126,30	
Иркутская ТЭЦ-11	320,30	694,98	
Иркутская ТЭЦ-12	12,00	47,93	
Иркутская ТЭЦ-16	18,00	75,36	
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	2 625,87	
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	1 063,18	
Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	701,34	
ООО «Теплоснабжение»			
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,00	65,87	
ГЭС			
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			9088,40
Иркутская ГЭС	662,40	4138,03	
Братская ГЭС	4500,00	22383,63	
Усть-Илимская ГЭС	3840,00	20770,73	
АО «Мамаканская ГЭС»			
Мамаканская ГЭС	86,00	387,11	
Станции промышленных предприятий			
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,40	371,35	145,40
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	101,00	542,26	
Итого по Иркутской области:			**13041,10**

*-выработка электроэнергии на участке № 1 Иркутской ТЭЦ-9 в течение 2020 года до вывода из эксплуатации турбоагрегатов установленной мощностью 79 МВт.

Большая доля генерирующих мощностей Иркутской области приходится на ГЭС – 69,69 %, и входит в состав: ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (69,03 %), АО «Мамаканская ГЭС» (0,66 %).

Доля генерирующих мощностей, приходящаяся на ТЭС, составляет 30,31 % и входит в состав: ООО «Байкальская энергетическая компания» (29,01 %), ООО «Теплоснабжение» (0,18 %), станции промышленных предприятий (1,12 %).

Электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2020 году было выработано 59,69 млрд. кВт·ч электроэнергии, что составило 24,96 тыс. кВт·ч на душу населения.

В том числе: ГЭС – 47,68 млрд. кВт·ч, ТЭС – 12,01 млрд. кВт·ч, в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,91 млрд. кВт·ч.

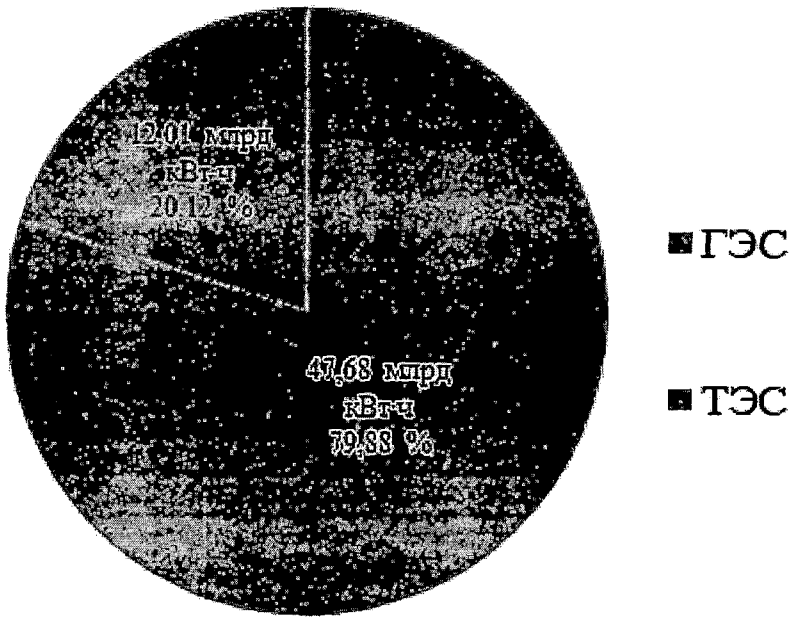


Рисунок 2.2.1 Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2020 году

2.3. Информация по электросетевым и сбытовым компаниям

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 72,3 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередач, 16 213 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 924 условных единиц оборудования.

Эксплуатацию всех сетей с установлением соответствующих индивидуальных тарифов в 2021 году осуществляет 25 территориальных сетевых организаций (ТСО), что в сравнении с 2015 годом (когда количество ТСО в Иркутской области составляло 45) почти вдвое меньше.

Сокращение количества ТСО в регионе в целом соответствует основным положениям Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации (от 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 2020 году:

- ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»);
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
- Акционерное общество «Братская электросетевая компания» (АО «БЭСК»);
- АО «Витимэнерго»;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания» (ООО «ШЭСК»);

- ООО Энергетическая компания «Радиан»;
- АО «АНХК»;
- АО «Электросеть»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭСК»);
- Общество с ограниченной ответственностью «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения» (ООО «УЭС»);
- ООО «АктивЭнерго»;
- ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»;
- ООО «Кутуликская электросетевая компания»;
- ООО «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
- ООО Сетевая компания «Радиан»;
- АО «АЭХК»;
- Красноярская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- АО «Саянскхимпласт»;
- ООО «Транзит»;
- ООО «ЭНКТП»;
- ООО «СК Энергосервис».

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

Таблица 2.5.1. Динамика

Показатель	Год					Период 2016-2020
	2016	2017	2018	2019	2020	
ООО «ИЭСБК», млн кВт·ч	18477,65	18338,4	19126,79	18357,82	17037,08	91337,74
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», млн кВт·ч	3431,06	3656,91	3808,55	3852,05	3532,82	18281,39
АО «Витимэнергосбыт», млн кВт·ч	706,46	792,6	790,95	635,09	790,95	3716,06

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 тыс. 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.

АО «Витимэнергосбыт» является единственным предприятием, поставляющим электроэнергию (гарантирующим поставщиком) потребителям Бодайбинского района. Обслуживает юридических лиц: 25 потребителей с присоединенной мощностью более 750 кВА и более 300 потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВА, а также более 11 тысяч физических лиц.

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 01.01.2021 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

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
	Карамское	ДЭС	200	н/д
	Мартыновское	ДЭС	30	н/д
			60	н/д
			30	н/д
Усть-Удинский район	**Сельские поселения**			
	Аносовское	ДЭС	315	2018
			200	2018
			315	2013 (капремонт 2019г.)
	Аталанское	ДЭС	100	2003
			100	2002
			100	2012 (капремонт 2018г.)
	Ключинское	ДЭС	60	2008 (капремонт 2018г.)
			60	2009 (капремонт 2019г.)
			60	2005
	Подволоченское	ДЭС	100	1985 (капремонт 2019г.)
			100	2005 (капремонт 2018г.)
			100	2009
Катангский район	**Сельские поселения**			
	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	2007
		ДЭС с. Хамакар	30,00	2007
		ДЭС с. Оськино	20,00	2007
		ДЭС д. Тетея	20,00	2007
		ДЭС уч. Инаригда	5,00	2013
		ДЭС с. Ербогачен	4970,00	н/д
	Непское	ДЭС с. Непа	790,00	н/д
		ДЭС с. Ика	160,00	н/д
		ДЭС с. Бур	300,00	н/д
		ДЭС с. Токма	120,00	н/д
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	855,00	н/д
	Преображенское	ДЭС с. Преображенка	1130,00	н/д
		ДЭС с. Ерема	60,00	н/д
		ДЭС д. Калинина	80,00	н/д
Тулунский район	**Сельские поселения**			
	Аршанское	ДЭС	509,1	2012
			509,1	2013

Район Иркутской области	Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт	Год ввода в эксплуатацию объекта генерации
Усольский район	**Сельские поселения**			
	Раздольинское	ДЭС	275	н/д
	Онгурёнское	ВСЭС	96	н/д
		ДЭС	200	2013 (кап.ремонт 2020)
		ДЭС	200	2019
Качугский район	**Сельские поселения**			
	Вершино-Тутурское	ДЭС	160	н/д
Жигаловский район	**Городские поселения**			
	Жигаловское	ДЭС	100	н/д
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**			
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	60	н/д
Киренский район	**Городские поселения**			
	Киренское	ДЭС п.Визирный	220	н/д
		ДЭС.с.Краснояров о	80	н/д
	Сельские поселения			
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	200	н/д
		ДЭС с.Мироново	80	н/д
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	60	н/д
		ДЭС,д.Усть-Киренга	60	н/д
	Петропавловско е	ДЭС с.Сполошино	30	н/д
Бодайбинский район	**Городские поселения**			
	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60	н/д
Братский район	**Сельские поселения**			
	Карахунское	ДЭС п. Карахун	1485	2001-2019 гг.
		ДЭС п. Южный	30	2006-2016 гг.
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	530	2007-2016 гг.
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	1270	2014-2019 гг.
Нижнеудинский район	**Городские поселения**			
	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	640	н/д
		ДЭУ	880	н/д
		ДЭУ	610	н/д
Усть-Кутский район	**Городские поселения**			
	Усть-Кутское	ДЭС	60	н/д
		ДЭС	60	н/д
		ДЭС	60	н/д
		Итого, кВт:	**19094,2**	-

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 11.12.2018 № 915-пп, на территории

Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

За счет средств областного и местного бюджетов реализованы проекты по вовлечению ВИЭ (строительство солнечно-дизельных станций в с. Онгурен Ольхонского района, д. Нерха Нижнеудинского района и в 2019 году введен в эксплуатацию 1 этап комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района мощностью 40 кВт).

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.

Минимальное значение электропотребления за рассматриваемый период наблюдалось в 2016 году, что обусловлено повышением среднемесячных температур в осенне-зимний период. На снижении электропотребления также сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, а также повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе. Кроме того, негативное влияние кризиса, сокращение металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири.

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					Период 2016-2020
	2016	2017	2018	2019	2020	
Электропотребление, млн кВт·ч	53209,4	53298,6	55056,4	55480,6	55980,5	273025,5
Абсолютные приросты/падения электропотребления, млн кВт·ч	742,3	89,2	1757,9	424,1	499,9	2771,1
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	1,41%	0,17%	3,30%	0,77%	0,90%	5,21%

Потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области за 2020 год составило 55,98 млрд. кВт·ч, что на 0,9 % выше аналогичного показателя 2019 года.

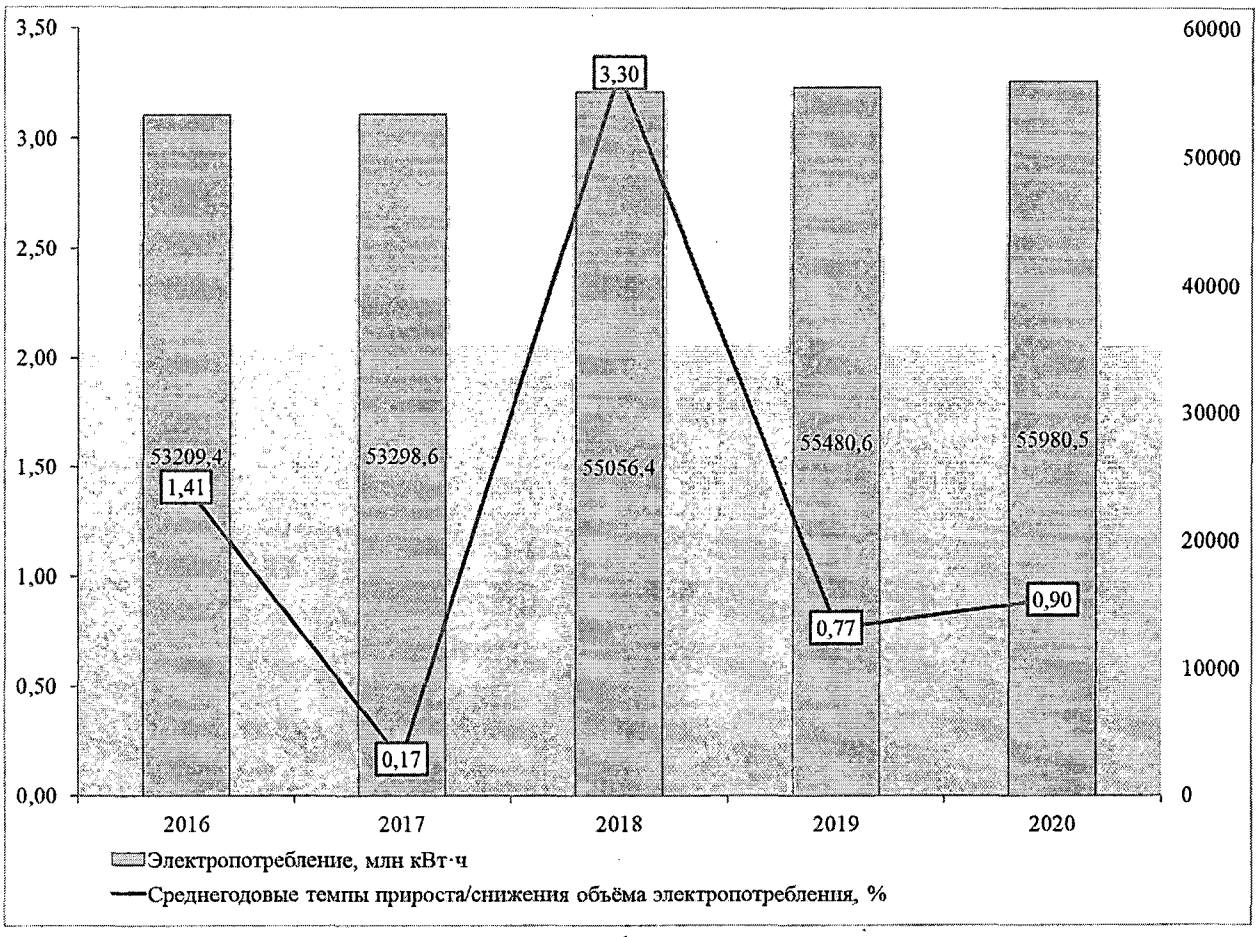


Рисунок 2.5.1. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области

С 2016 года происходит непрерывное увеличение электропотребления, что обусловлено ростом промышленного производства – вводом новых НПС, увеличением электропотребления электрической энергии ОАО «РЖД».

На рисунке 2.5.2 представлена структура электропотребления Иркутской области за последний год (2019 год), представленный на сайте Федеральной службы государственной статистики.



Рисунок 2.5.2. Структура электропотребления в Иркутской области в 2019 году.

Как видно из рисунка 2.5.2, в общем объеме основная доля потребления в 2019 году (по данным Росстата) приходится на промышленность (обрабатывающие производства – 53,5 %, добыча полезных ископаемых – 2,02 %, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 9,34 %). 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) АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»;

15) ПАО «Высочайший»;

16) ООО «Транснефть-Восток»;

17) АО «Полюс Вернинское»;

18) АО «Севзото»;

19) ООО «Друза»;

20) ООО «Горнорудная компания «Угахан»;

21) ООО «Битривер Рус»;

22) АО «Ангарскцемент»;

23) ЗАО «АС Витим»;

24) ООО «ИНК»;

25) АО «Верхнечонскнефтегаз»;

26) ИНЦ СО РАН;

27) ОАО «Тыретский солерудник»;

28) АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА».

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 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
1	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	г. Усть-Илимск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины иизделий из нее	н/д	907,10	904,40	866,30	889,80	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	г. Братск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины иизделий из нее	200,00	1554,20	1557,90	1551,20	1619,90	н/д	198,38	200,46	200,00	167,07	н/д
3	ООО «Братский завод ферросплавов»	г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микрокремнезём и др.	н/д	842,20	770,20	798,30	748,10	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
4	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки/порошка/пудры алюминиевой.	н/д	7048,10	6992,10	7039,00	7079,50	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
5	ПАО «РУСАЛ Братск»	г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка /чушки первичного аллюмин. и др.	1962,95	17016,80	16971,30	17221,00	17191,50	н/д	1989,74	1992,24	2003,22	2010,12	н/д
6	АО «АНХК»	г. Ангарск	Нефтепереработка, хим. продукция, бензины, дизтопливо, авиатопливо, керосины и др.	110,07	929,57	915,56	946,54	881,81	н/д	106,12	110,10	113,20	128,84	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
7	АО «АЭХК»	г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	46,8	290,70	279,70	287,10	287,10	278,10	н/д	н/д	н/д	н/д	5,9
8	АО «Саянскхимпласт»	г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	н/д	456,50	692,30	750,60	772,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9	ООО «Компания Востсибуголь»	г. Иркутск, ул.Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	н/д	159,80	53,30	181,40	184,30	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
10	Иркутский авиационный завод филиал ПАО «Иркут»	г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	н/д	139,30	134,70	140,80	119,80	117,40	25,80	27,10	25,40	23,90	25,30
11	Восточно-Сибирская ж/д – филиал ОАО «РЖД»	г. Иркутск, ул.К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	н/д	3109,40	3260,40	3411,20	3442,20	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12	ПАО «Коршуновский ГОК»	г. Железногорск Илимский,	Добыча железной руды, производство концентрата железных руд	н/д	357,40	355,50	410,20	386,50	н/д	47,65	47,40	54,69	51,53	н/д
13	АО «Ангарский завод полимеров»	г. Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола, полиэтилена, и др.	н/д	172,00	213,00	220,00	198,60	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
14	АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	г. Усолье-Сибирское	Производство лекарственных препаратов	н/д	18,30	12,40	14,60	18,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
15	ПАО «Высочайший»	г. Бодайбо	Золотодобыча	12,60	119,00	119,00	122,70	128,70	129,30	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
16	ООО «Транснефть-Восток»	г. Братск	Транспортировка нефти по нефтепроводу	н/д	185,00	183,00	318,00	583,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
17	АО «Полюс Вернинское»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	32,58	36,39	101,81	99,49	138,36	н/д	5,83	15,04	14,38	20,82	н/д
18	АО «Севзото»	г. Бодайбо	Горные работы	25,08	40,55	40,16	38,92	44,04	н/д	8,03	8,01	7,68	8,57	н/д
19	ООО «Друза»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	6,00	51,22	65,33	67,92	52,34	59,81	5,85	7,46	7,75	5,97	6,80
20	ООО «Горнорудная компания «Угахан»	г. Бодайбо	Золотодобыча	14,50	0,00	0,00	0,00	95,72	н/д	0,00	0,00	0,00	13,70	н/д
21	ООО «Битривер Рус»	г. Братск,	Размещение оборудования для майнинга	100,00	-	-	4,91	143,02	304,70	-	-	4,90	30,10	72,40
22	АО «Ангарскцемент	г. Ангарск	Производство цемента	14,95	84,33	87,59	95,96	89,97	84,60	13,97	15,76	15,99	14,41	12,65
23	ЗАО «АС Витим»	г. Бодайбо	Золотодобыча	18,00	37,81	42,35	41,28	42,49	н/д	65,27	72,26	69,87	71,08	н/д
24	ООО «ИНК»	г. Иркутск	Нефтедобыча	н/д	–	–	–	33,70	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
25	АО «Верхнечонскнефтегаз»	г. Иркутск	Нефтедобыча	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
26	ИНЦ СО РАН	г. Иркутск	Научные исследования и разработки в области	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Заявл. мощ-ть на 2020 год	Объем потребления электроэнергии, млн кВт·ч					Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
					Годы					Годы				
					2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
			естественных и технических наук прочие											
27	ОАО «Тыретский солерудник»	рп. Тыреть	Добыча соли	17,15	10,19	10,15	11,00	11,75	11,04	15,00	15,70	16,90	18,00	17,10
28	АО «ДАЛЬНЯЯ ТАЙГА»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

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 31.12.2020 в 14:00 (МСК) и составил 8325,8 МВт.

В период 2016-2020 гг. наблюдалось скачкообразное изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2017 году и составляет 7673,00 МВт, что на 3,31% меньше значения собственного максимума потребления мощности в 2016 году – 7936,00 МВт. Снижение было связано со снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2020 году отмечено наибольшее значение собственного максимума потребления мощности – 8325,80 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС 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 потребления мощности электростанций за последние 5 лет

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7936,00	7673,00	8210,50	8196,20	8325,80
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	365,00	-263,00	537,50	-14,30	129,60
Среднегодовые темпы прироста, %	4,82	-3,31	7,01	-0,17	1,58

Исходя из данной информации, можно сделать вывод о том, что потребление мощности в энергосистеме Иркутской области за последний год возросло на 129,60 МВт (1,58 %) по сравнению с предыдущим годом.

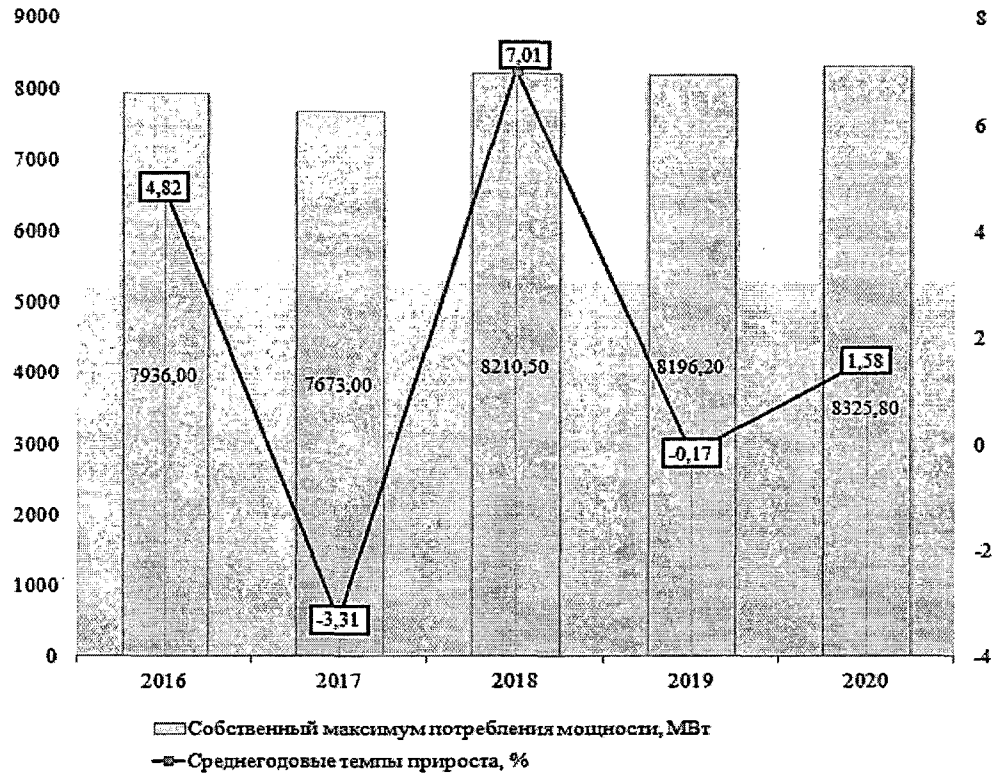


Рисунок 2.7.1. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

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 2020 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;
- 995 отопительных и промышленных котельных;
- 179 электробойлерных установок.

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

Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области в период 2016-2020 гг. представлена в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1. Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области за период 2016-2020 гг., млн Гкал.

Источник тепловой энергии	2016	2017	2018	2019	2020
Отпуск всего, в т.ч.:	**40,40**	**39,60**	**38,23**	**38,17**	**37,69**
ООО «Байкальская энергетическая	20,30	19,97	20,99	20,67	20,28

компания»					
ТЭС «Группа Илим» и ООО «Теплоснабжение»	6,86	6,63	4,46	4,46	4,46
Котельные и ТУУ	13,30	13,00	12,82	13,04	12,95

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2020 году отпущено 37,69 млн. Гкал.

За рассматриваемый период 2016-2020 гг. снижение потребления тепла составило 6,7%. 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 2016-2020 гг.

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Объём потребления теплоэнергии, тыс. Гкал	18953,10	18653,00	19697,80	19346,80	18254,90
Объём потребления теплоэнергии в органах государственной власти и государственных учреждениях, тыс. Гкал	1555,10	1527,20	1650,90	1475,20	1456,25
Объём потребления теплоэнергии в многоквартирных домах, тыс. Гкал	8796,90	8737,40	8572,20	9033,90	9094,75
Объём потребления теплоэнергии промышленными и прочими потребителями, тыс. Гкал	6236,60	6091,50	7146,90	8260,90	7703,90

По представленным данным видно, что потребление тепловой энергии за рассматриваемый период снизилось на 3,68%. Наибольшее увеличение потребления касается группы промышленных потребителей и составляет 23,5%. Тепловая потребность населения увеличилась на 3,39% по сравнению с 2016 годом.

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 2016-2020 гг.

Показатель	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
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».

Присоединенная нагрузка ООО «Байкальская энергетическая компания» в 2020 году составила:

- по г. Иркутск - 1852,8 Гкал/ч;
- по г. Ангарск - 2356,2 Гкал/ч;
- по г. Братск - 1188,5 Гкал/ч;
- по г. Усть-Илимск - 943,7 Гкал/ч;
- по г. Зима - 440,3 Гкал/ч;
- по г. Усолье-Сибирское - 407,8 Гкал/ч;
- по г. Шелехов - 270,0 Гкал/ч;
- по г. Железногорск-Илимский - 182,3 Гкал/ч;
- по г. Черемхово - 147,4 Гкал/ч.

Таблица 2.8.4. Динамика потребления тепловой энергии от котельных

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч				Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	
1	г. Братск	109,40	109,40	109,39	109,39	-0,01%
2	г. Зима	31,07	29,76	31,03	31,03	-0,13%
3	г. Иркутск	799,50	666,8	774,28	800,1	0,08%
4	г. Саянск	0	0	0	0	
5	г. Свирск	50,19	50,19	49,343	49,34	-1,69%
6	г. Тулун	80,02	80,02	80,02	80,9	1,10%
7	г. Усолье-Сибирское	н/д	н/д	н/д	н/д	
8	г. Усть-Илимск	9,25	1,06	1,16	1,2	-87,03%
9	г. Черемхово	12,95	12,95	12,7	11,7	-9,65%
10	Ангарский район	3,41	3,30	3,42	3,42	0,29%
11	Балаганский район	6,13	6,95	7,639	7,64	24,63%
12	Бодайбинский район	83,44	80,40	74,99	74,99	-10,13%
13	Братский район	68,33	68,30	69,239	69,23	1,32%
14	Жигаловский район	6,15	6,15	4,2	4,2	-31,71%
15	Заларинский район	34,64	35,42	36,639	36,64	5,77%
16	Зиминский район	5,68	7,99	7,046	7,04	23,94%
17	Иркутский район	42,66	42,66	42,66	42,66	0,00%
18	Казачинско-Ленский район	41,31	35,50	35,588	35,59	-13,85%
19	Катангский район	4,40	4,40	4,40	4,4	0,00%
20	Качугский район	12,69	12,69	12,685	12,68	-0,08%
21	Киренский район	32,68	19,40	44,70	44,7	36,78%
22	Куйтунский район	26,60	26,60	26,10	26,1	-1,88%
23	Мамско-Чуйский район	17,76	17,76	16,64	16,64	-6,31%
24	Нижнеилимский район	67,16	60,19	100,57	100,57	49,75%
25	Нижнеудинский район	129,60	89,60	90,881	90,88	-29,88%
26	Ольхонский район	12,11	12,11	12,511	12,51	3,30%
27	Слюдянский район	156,30	156,3	58,395	58,39	-62,64%
28	Тайшетский район	95,56	101,3	93,112	93,11	-2,56%
29	Тулунский район	19,28	21,19	18,588	18,58	-3,63%
30	Усольский район	50,76	50,76	77,586	77,58	52,84%

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч				Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	2020	
31	Усть-Илимский район	38,25	38,25	55,8	55,8	45,88%
32	Усть-Кутский район	184,30	184,3	183,09	183,09	-0,66%
33	Усть-Удинский район	9,29	9,09	12	12	29,17%
34	Черемховский район	33,53	33,53	33,53	33,53	0,00%
35	Чунский район	39,99	39,99	44,595	44,59	11,50%
36	Шелеховский район	5,25	9,48	4,366	4,36	-16,95%
37	Аларский район	9,01	9,01	10,38	10,38	15,21%
38	Баяндаевский район	3,81	3,81	3,807	3,8	-0,26%
39	Боханский район	10,4	10,4	10,4	10,4	0,00%
40	Нукутский район	5,97	5,76	5,772	5,77	-3,35%
41	Осинский район	5,35	4,76	4,769	4,77	-10,84%
42	Эхирит-Булагатский район	27,28	27,26	27,277	27,27	-0,04%
Всего:			**2381,46**	**2184,79**	**2291,3**	**2316,97**

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период 2016-2020 гг. представлена в таблице 2.8.5.

Таблица 2.8.5. Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2016-2020 гг., млн Гкал

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020
Обрабатывающие производства	17,2	18,1	18,5	18,6	18,61
Добыча полезных ископаемых	0,45	0,59	0,6	0,62	0,6
Прочие потребители	2,8	2,4	2,6	4,285	4,08
Итого промышленность	**20,5**	**21,1**	**21,7**	**23,35**	**23,29**
Население	10,6	10,3	10,5	10,88	10,7
Коммунально-бытовые нужды	4,5	3,6	3,7	3,787	3,7
Итого ЖКХ	**15,1**	**13,9**	**14,2**	**14,667**	**14,4**
Потребление тепловой энергии, всего	**35,6**	**35**	**35,9**	**38,017**	**37,69**

Потребление тепла промышленностью в период 2016-2020 гг. увеличилось на 13,6 %. Общее потребление Иркутской области возросло на 5,9 %.

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 всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Аларский	Кутулик	ООО «Управляющая компания «Жилищная инициатива»	**9804**	9804		
Баяндаевский	с.Баяндай	Центральная котельная	**2800**	2800		
	с.Ользоны	Средняя школа	**1200**	1200		
	с.Хогот	Средняя школа	**1040**	1040		
	д.Загатуй	Средняя школа	**1000**	1000		
	с.Нагалык	Средняя школа	**1000**	1000		
	с.Хадай	Средняя школа	**800**	800		
	с.Байша	Основная школа	**600**	600		
	с.Васильевск	Средняя школа	**600**	600		
	с.Тургеньевка	Средняя школа	**600**	600		
	д.Люры	Средняя школа	**260**	260		
	с.Покровка	Средняя школа	**260**	260		
	с.Баяндай	Детский сад №2	**200**	200		
	с.Ользоны	Детский сад	**200**	200		
	с.Хогот	Участковая больница	**200**	200		
	д.Кокорино	Основная школа	**170**	170		
	с.Половинка	Средняя школа	**170**	170		
	с.Бадагуй	Средняя школа	**85**	85		
	с.Ользоны	Участковая больница	**85**	85		
	с.Тургеньевка	Детский сад	**85**	85		
Бодайбинский	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	**14514**	13816	178	521
	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	**10894**	9611		1283
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	**3341185**	1398542	1363874	578768
	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания»	**1118596**	468218	456612	193766

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
		Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ)				
	г. Братск	ООО «АТК»	**266427**	212931		53495
	г. Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	**9800**	5400		4400
ГО г. Ангарск	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	**2222589**	930324	907262	385002
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	**1161254**	306495	618474	236285
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	**327724**	86498	174543	66683
ГО г. Зима	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	**20872**	18399	332	2141
ГО г. Иркутск	г. Иркутск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	**5220875**	4162088		1058787
	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	**1426372**	341011	767042	318319
	г. Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	**416817**	322306	36989	57523

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	**719395**	467983	0	251413
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	**285520**	198685	0	86835
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	**13976**	13668		307
Зиминский	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	**49649**	42142	792	6715
	с.Басалаевка	ООО «Тепловик»	**5554**	5069		485
	п.Ц.Хазан	ГБПОУ ИО «ПУ №39 п.Ц.Хазан»	**4398**	4398		
		ЖСК № 20 (г.Иркутск) ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	**4240**	4240		
	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	**3447**	3364		83
	с.Батама	ООО «МБА-Теплоэнерго»	**2238**	2238		
Катангский	Катангское МО	МУП «Катангская ТЭК»	**6045**	5650		395
	Ербогачевское МО	МУП «Еробогаченское»	**5884**	5884		
Куйтунский	р.п.Куйтун	ИП Байрамов Г.И.	**0**			
	р.п.Куйтун	ИП Аминов Ш.Т.	**0**			
	с.Кундуй	КФХ Верхозин А.С.	**0**			
	с.Каразей	ИП Кузнецова А.В.	**0**			
	с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	**0**			
	с.Карымск	ООО «Тепловик»	**0**			
МО г. Усть-Илимск	г. Усть-Илимск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ	**1200517**	588457	253301	358758
Нижнеилимский	г. Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	**389143**	154679	146692	87772
	п.Семигорск	МУП «УК Коммунальные услуги»	**717**	717		

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
Нижнеудинский	Шумское	ООО «Теплосервис»	**1982**	1982		
	Атагай	ООО «Теплосервис»	**1389**	1389		
	Костино	Котельная ЛТЦ-1	**866**	853		13
	Шебертинское МО	Котельная ЛТЦ-1	**866**	853		13
	с.Худоеланское	ООО «Теплосервис»	**682**	682		
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	**5688**	5688		
	Ольхонское МО	ООО «Тепловик +»	**1325**	1325		
Слюдянский	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	**158855**	137787		21068
	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	**150974**	124503	4707	21764
	Утулик	ООО «УЖСК»	**1400**	1400		
Тайшетский	г. Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	**226209**	158611		67598
	г. Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	**46475**	46475		
	г. Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищно-коммунальное хозяйство»	**8767**	8564		203
	г. Тайшет	ООО «Маяк»	**7529**	6483		1046
	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	**4183**	4183		
Тулунский	г. Тулун	МУСХП «Центральное»	**19983**	10647		9336
Усольский	с.Сосновка	ООО «ТК «Белая»	**1012**	988		23
Усть-Кутское	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	**20148**	16558	392	3197
	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	**23687**	13252	5256	5178
	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	**17628**	17516		112
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	**7457**	6861		596

Район	Населенный пункт	ТСО	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	Население и бюджетные организации, Гкал	Промышленность, Гкал	Прочие, Гкал
	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	**1235**	1077		158
	Ручейское МО	МУП «ЖКХ Ручейское»	**1141**	1098		43
Черемховский	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	**65046**	61794		3252
	Черемхово	ООО «ЖКХ»	**21247**	20274		973
Чунский	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	**83071**	74930		8140
	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	**28980**	26705		2276
	р.п. Чунский	ИП Рубанкова	**1335**	1335		
	р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	**457**	259		198
Шелеховский	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	**5436399**	3599243	0	1837156

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

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

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

Детализированная структура отпуска тепловой энергии по итогам 2020 года от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» представлена далее в таблицах 2.8.7 и 2.8.8.

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 с хим. обессоленной водой, 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 редуцированный пар				
Уч. №1 ТЭЦ-9	0	124399	1091487	32813	51630	0	**1300329**	705100

Наименование источника тепловой энергии	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла с хим. обессоленной водой, 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 редуцированный пар				
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	60194					554016	**614210**	404288
ТЭЦ-6	42	1191386				1229449	**2420877**	1954868
ТЭЦ-9		16955	1122495	111673	239754	3179170	**4670047**	3960684
ТЭЦ-10						366973	**366973**	361717
ТЭЦ-11						905089	**905089**	874176
ТЭЦ-12						338485	**338485**	236747
ТЭЦ-16	28691					449749	**478440**	404727
Н-ИТЭЦ		29824		112334		4783102	**4925260**	4388144
У-ИТЭЦ		119292			99828	1353161	**1572281**	1463380
Н-ЗТЭЦ		307655	315489	30078	24274	790765	**1468261**	1354915
ТИиТС ТЭЦ-6	62265					1156127	**1218392**	365319

Таблица 2.8.8. Структура отпуска тепловой энергии от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» по группам потребителей

Наименование источника тепловой энергии	Население и бюджетные организции	Промышленность	Прочее
Уч. №1 ТЭЦ-9	306 495	618 474	236 285
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	234 050	120 067	247 016
ТЭЦ-6	1 398 542	1 363 874	578 768
ТЭЦ-9	930 324	907 262	385 002
ТЭЦ-10	86 498	174 543	66 683
ТЭЦ-11	467 983	0	251 413
ТЭЦ-12	198 685	0	86 835
ТЭЦ-16	154 679	146 692	87 772
Н-ИТЭЦ	3 599 243	0	1 837 156
У-ИТЭЦ	588 457	253 301	358 758
Н-ЗТЭЦ	341 011	767 042	318 319
ТИиТС ТЭЦ-6	468 218	456 612	193 766

На основании представленных данных по потреблению топлива за 2020 год сформированы показатели потребления топлива источниками выработки тепловой энергии - таблица 2.8.9.

Таблица 2.8.9. 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	
Баяндаевский	с.Бадагуй	Средняя школа	5,2					5,2
	с.Тургеньевка	Детский сад	33,6					33,6
	с.Ользоны	Участковая больница	34,6					34,6
	с.Баяндай	Детский сад №2	47,5				47,5	
	с.Ользоны	Детский сад	47,5				47,5	
	с.Покровка	Средняя школа	50,2					50,2
	с.Васильевск	Средняя школа	53,5				53,5	
	д.Кокорино	Основная школа	70,0					70
	с.Хогот	Участковая больница	90,0				90,0	
	д.Люры	Средняя школа	96,0					96
	с.Половинка	Средняя школа	109,6					109,6
	с.Байша	Основная школа	118,8				118,8	
	с.Нагалык	Средняя школа	118,8				118,8	
	с.Хадай	Средняя школа	118,8				118,8	
	с.Тургеньевка	Средняя школа	136,6				136,6	
	с.Хогот	Средняя школа	165,1				165,1	
	с.Ользоны	Средняя школа	166,3				166,3	
	д.Загатуй	Средняя школа	207,9				207,9	
	с.Баяндай	Центральная котельная	1 069,2				1 069,2	
Бодайбинский	Жукинское СП	МУП «Тепловодоснабжение п.Перевоз»	2 782,4					2782,4
	Кропоткинское СП	МУП «Тепловодоцентраль»	3 622,5					3622,45
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	182 955,0		421		182 534,0	

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.
	г. Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	1 971,0				567,0	1404
	г. Братск	ООО «АТК»	49 143,0				49 143,0	
	г. Братск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6	549 684,0		665		549 019,0	
ГО г. Ангарск	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Участок № 1 ТЭЦ-9	267 972,0		119		267 853,0	
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-9	1 314 102,0		1 325		1 312 777,0	
	г. Ангарск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10	1 266 233,0		2 279		1 263 954,0	
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	1 252 108,0		1 935		1 250 173,0	
ГО г. Саянск	г. Саянск	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Зиминская ТЭЦ	531 439,0		522		530 917,0	
ГО г. Усолье-Сибирское	г. Усолье-Сибирское	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11	416 816,0		760		416 056,0	
ГО г. Черемхово	г. Черемхово	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-12	65 433,0				65 433,0	

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.
Жигаловский	п.Жигалово	МУП «ЖКУ»	2 771,7	1283,88			496,0	991,88
Зиминский	с.Кимильтей	ООО «Водоканал»	240,7				240,7	
	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»	1 564,7				1 564,7	
	г. Зима	ООО «Комфорт-Сити»	14 173,3				14 173,3	
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	402 072,0		283		401 789,0	
Нижнеудинский	г. Железногорск-Илимский	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-16	94 569,0		148		94 421,0	
	с.Худоеланское	ООО «Теплосервис»	160,8				160,8	
	Костино	Котельная ЛТЦ-1	242,1				242,1	
	Шебертинское МО	Котельная ЛТЦ-1	323,7				323,7	
	Атагай	ООО «Теплосервис»	423,5				423,5	
	Шумское	ООО «Теплосервис»	521,3				521,3	
Ольхонский	Ольхонское МО	ООО «Теплостроительная компания Ольхон»	647,9				647,9	
	Ольхонское МО	ООО «Тепловик +»	2 202,0				2 202,0	
Слюдянский	Утулик	ООО «УЖСК»	106,9				106,9	
	Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	32 082,2				31 230,6	851,6
	г. Байкальск	ООО «Теплоснабжение»	53 906,0		109		53 797,0	
Тайшетский	г. Тайшет	МУП «ВиТ»	1 543,0				1 327,8	215,2
	г. Тайшет	ООО «Маяк»	2 161,6				2 161,6	
	г. Тайшет	Общество с ограниченной ответственностью	5 643,2					5643,2

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.
		«Жилищно-коммунальное хозяйство»						
	г. Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	13 916,4				13 916,4	
	г. Тайшет	ОА «Байкалэнерго» ОП «ТТС»	51 365,0				51 365,0	
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»	349,2					349,2
Усть-Кутский	Ручейское МО	ООО «КТ-Ресурс»	314,0				314,0	
	Звездинское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	1 832,0				1 832,0	
	Верхнемарковское МО	МУП «ЖКХ Верхнемарковское»	3 103,0	3103				
	Янтальское МО	ООО «КТ-Ресурс»	4 304,0					4304
	Нийское МО	ООО «Усть-Кутские тепловые сети и котельные»	4 971,8				4 971,8	
Черемховский	Черемхово	ООО «ЖКХ»	5 144,4					5144,42
	Черемхово	ООО «СТЭК-М»	19 672,0					19671,99
Чунский	р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	263,9					263,9
	р.п. Чунский	ИП Рубанкова	278,3					278,3
	р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	5 503,0				5 503,0	
	р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	16 205,4				16 205,4	
Шелеховский	г. Шелехов	Филиал ООО «Байкальская энергетическая компания» Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	121 238,0		160		121 078,0	

На основании актуализированных данных от ООО «Байкальская энергетическая компания» по фактически сложившимся показателям по итогам 2020 года выполнено сравнение нормативных показателей потребления топлива и удельного расхода с фактическими показателями представлено далее в таблице 2.8.10 и 2.8.11.

Таблица 2.8.10. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2020 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	46 590	46 590	245 335	245 335
ТЭЦ-5	22 706	22 706	92 412	92 412
ТЭЦ-6	171 949	171 977	361 003	361 027
ТЭЦ-9	469 894	473 775	688 579	691 942
ТЭЦ-10	1 135 137	1 137 656	61 539	61 582
ТЭЦ-11	244 172	243 926	153 011	152 850
ТЭЦ-12	13 809	13 898	48 964	48 873
ТЭЦ-16	19 646	19 646	70 278	70 248
Н-ИТЭЦ	633 476	634 433	637 022	637 595
У-ИТЭЦ	172 523	172 564	214 804	214 920
Н-ЗТЭЦ	328 833	328 778	216 649	216 638
ТИиТС ТЭЦ-6	13 263	13 271	193 414	193 521
Всего:	**3 271 998**	**3 279 220**	**2 983 010**	**2 986 943**

Таблица 2.8.11. Сравнение нормативных и фактических показателей удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и теплоэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» на 2020 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	753,92	753,92	188,67	188,67
ТЭЦ-5	476,96	476,96	150,46	150,46
ТЭЦ-6	339,19	339,25	149,12	149,13
ТЭЦ-9	334,39	337,15	147,45	148,17
ТЭЦ-10	406,24	407,14	167,69	167,81
ТЭЦ-11	444,00	443,56	169,06	168,88
ТЭЦ-12	417,81	420,50	144,66	144,39
ТЭЦ-16	434,52	434,52	146,89	146,83
Н-ИТЭЦ	281,79	282,22	129,34	129,45
У-ИТЭЦ	297,77	297,84	136,62	136,69
Н-ЗТЭЦ	361,08	361,02	147,55	147,55
ТИиТС ТЭЦ-6	422,59	422,84	158,75	158,83

В таблице 2.8.12 приведена информация об установленной мощности источников тепловой энергии.

Таблица 2.8.12. 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	3	6
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	Котельная СХТ	2	2

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	системы»			
МО «Бохан»	ООО «МБА-Теплоснаб»	Тарасинская СОШ	1	0,344
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	10	1910
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-7	9	462,6
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Районная Галатчинская котельная	5	404,95
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (БМК)	6	23,65
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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Братск	Муниципальное предприятие «Дирекция городской инфраструктуры» муниципального образования города Братска (МП «ДГИ»)	Котельная «Братское взморье»	2	2,31
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.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-6	5	873
г.Братск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ)	2	81
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»	3	829,87
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-10	8	563
г.Ангарск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-9	8	2402,5
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	6	1729,1
г.Иркутск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ЭК «Ново-Ленино»	21	156,52
г.Иркутск	ООО «Байкальская	ЭК «Байкальская»	6	51,6

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	энергетическая компания»			
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 – Сервис» 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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		СП Ленинский хлебокомбинат, ул. Тухачевского, 19	2	1,688
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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск	ООО «Иркутский промкомбинат облпотребсоюза»	Котельная ООО «Ироблпотреб-союз» ул. О. Кошевого, 61	1	0,01
г.Иркутск		Котельная ФГУП «НПО Микро-ген» МЗ РФ, ул. 3-я Летчиков,1А	3	2,58
г.Иркутск	ФГУП «ВГТРК» Иркутск	Котельная ФГУП «ВГТРК» ул. 4-я Советская, 1	5	3,35
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 «Международ-ный аэропорт Иркутск» ул. Ширямова, 13	2	4,6
г.Иркутск		Электрокотельная ОАО «Мо-локо» ул. Байкальская, 265	3	6,45
г.Иркутск		Котельная ОАО «РЭУ» ул. Ши-рямова, 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 Же-лезнодорожная,4	3	7,914
г.Иркутск		Котельная ООО «Паллада», ул.	3	0,258

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
		Набережная Иркута, 1		
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
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 «Иркутскслюда», ул. Рабочего Штаба,91	2	2,4
г.Иркутск		Котельная ООО «Атэк», ул. Челябинская,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 Покровский ул. Челябинская,27а	5	0,1
г.Иркутск		Котельная ОАО «Иркутский завод дорожных машин», ул. Петрова,44	2	2,24

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Иркутск		Котельная «Белое созвездие», ул. Петрова, 18	2	0,7
г.Иркутск		Электрокотельная ООО «Специальная коррекционная общеобразовательная школа VIII вида №14» ул, Фрунзе,16	4	0,602
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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
г.Саянск	МУП «Саянское теплоэнергетическое предприятие»	н/д	н/д	н/д
г.Саянск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Ново-Зиминская ТЭЦ	6	818,7
г.Усолье-Сибирское	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-11	11	1056,9
г.Усть-Илимск	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Усть-Илимская ТЭЦ	6	1015
г.Черемхово	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-12	2	190
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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
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
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.	2	1,6

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
		Кундуй		
с.Чеботариха	ИП Майоров В.К.	Котельная «Центральная», с. Чеботариха	2	1,6
г.Усть-Илимск	Усть-Илимская ТЭЦ	Усть-Илимская ТЭЦ	24	1021,45
Березняковское МО	ООО «Электрические котельные»	электрокотельная	4	20,64
Видимское МО		Котельная СОШ	2	1
Видимское МО		Котельная д/с	3	1,5
г.Железногорск-Илимский	ООО «Байкальская энергетическая компания»	ТЭЦ-16	2	249
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	ТЭЦ г.Байкальск	3	292,8

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	«Теплоснабжение»			
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Центральная	4	57,4
Слюдянка	ООО «Управление коммунальными системами»	Котельная Перевал	3	11,193
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

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
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
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 «ЖКХ»	теплоисточник с.Алехино	2	2,328
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Голуметь	3	3,017
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Лохово	4	2,414
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Новогромово	2	2
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Олют	2	0,7
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Парфеново	3	1,284
Черемхово	ООО «ЖКХ»	теплоисточник с.Рысево	3	1,631
Черемхово	ООО «СТЭК-М»	теплоисточник р.п.Михайловка	3	97,5
р.п. Чунский	ООО «ТеплоСервис»	Котельная №1	2	2
р.п. Чунский	ООО «Чунская котельная»	Котельная	4	80
р.п. Чунский	СПХ «Луч»	Котельная №1 с.Бунбуй	3	380
р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	Котельная Лесогорск	3	16,8

Населенный пункт	ТСО	Источник тепловой энергии	Количество установок тепловой генерации, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
р.п. Чунский	ООО «Лесогорская Котельная»	Котельная ПМК	3	3,75
г.Шелехов	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Шелеховский участок филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» Ново-Иркутская ТЭЦ	3	100

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	7	162,58	109,39	53,19	33%	67%
г. Зима	11	45,42	31,03	14,39	32%	68%
г. Иркутск	34	826,3	800,1	26,2	3%	97%
г. Свирск	4	83,28	49,34	33,94	41%	59%
г. Тулун	24	136,34	80,9	55,44	41%	59%
г. Усть-Илимск	3	3,16	1,2	1,96	62%	38%
г. Черемхово	19	30,34	11,7	18,64	61%	39%
Ангарский район	3	8,78	3,42	5,36	61%	39%
Балаганский район	21	11,28	7,64	3,64	32%	68%
Бодайбинский район	22	166,26	74,99	91,27	55%	45%
Братский район	56	132,6	69,23	63,37	48%	52%
Жигаловский район	14	13,3	4,2	9,1	68%	32%
Заларинский район	30	93,94	36,64	57,3	61%	39%
Зиминский район	27	24,23	7,04	17,19	71%	29%
Иркутский район	36	86,61	42,66	43,95	51%	49%
Казачинско - Ленский район	11	49,1	35,59	13,51	28%	72%

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		КИУТ, %
				Гкал/ч	%	
Катангский район	8	6,1	4,4	1,7	28%	72%
Качугский район	42	28,81	12,68	16,13	56%	44%
Киренский район	18	71,7	44,7	27	38%	62%
Куйтунский район	44	47,23	26,1	21,13	45%	55%
Мамско-Чуйский район	9	46,92	16,64	30,28	65%	35%
Нижнеилимский район	26	176,83	100,57	76,26	43%	57%
Нижнеудинский район	79	191,49	90,88	100,61	53%	47%
Ольхонский район	13	15,17	12,51	2,66	18%	82%
Слюдянский район	21	97,96	58,39	39,57	40%	60%
Тайшетский район	63	225,05	93,11	131,94	59%	41%
Тулунский район	38	28,36	18,58	9,78	34%	66%
Усольский район	37	136,13	77,58	58,55	43%	57%
Усть-Илимский район	13	98,84	55,8	43,04	44%	56%
Усть-Кутский район	21	321,7	183,09	138,61	43%	57%
Усть-Удинский район	18	19,3	12	7,3	38%	62%
Черемховский район	23	118,04	33,53	84,51	72%	28%
Чунский район	31	115,57	44,59	70,98	61%	39%
Шелеховский район	16	14,84	4,36	10,48	71%	29%
Аларский район	36	11,7	10,38	1,32	11%	89%
Баяндаевский район	20	12,32	3,8	8,52	69%	31%
Боханский район	32	13,12	10,4	2,72	21%	79%
Нукутский район	22	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	**995**	**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 2020 год:

- 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 завод полимеров» – 1184 тыс. Гкал;
- АО «Усолье-Сибирский химфармзавод» – 3711 тыс. Гкал;
- АО «Саянскхимпласт» – 110,26 Гкал/ч (756 тыс. Гкал);
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» –117,98 Гкал/ч (118 тыс. Гкал);
- ПАО «Коршуновский ГОК» – 61,41 Гкал/ч (129 тыс. Гкал);
- ПАО «РУСАЛ Братск» – 171 тыс. Гкал;
- ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов – 81,058 Гкал/ч (142 тыс. Гкал);
- АО «Иркутсккабель» – 44,173 Гкал/ч (104 тыс. Гкал);
- ПАО «Корпорация Иркут» – 579 тыс. Гкал;
- ООО «Компания «Востсибуголь» – 104 тыс. Гкал;
- Филиал Пивоварня Хайнекен – 14 Гкал/ч;
- ООО «СКДП» – 16,8 Гкал/ч;
- ООО «Иркутский Масложиркомбинат» – 25,8 Гкал/ч.

Таблица 2.9.2. Наиболее крупные промышленные потребители, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, 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	Паровые нагрузки:	

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка,
(УИТЭЦ)	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:	
	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	
	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	1989			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1963			75	
ТИ и ТС	4	БКЗ-75-39 ФБ	1965			75	1. Филиал АО

Источник	Ст. №	Тип установки (выведен из эксплуатации)	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7) (г. Братск)	5	БКЗ-75-39 ФБ	1980			75	«Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»
	6	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	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)			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» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюд- жетная сфера города
	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-110/120-130	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	
	4	ТП-85-140ПТ	1966			420	
	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	1989			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		

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	Котлы						
	1	ТП-10	1959			220	
	2	ТП-10	1959			220	
	3	ПК-24	1959			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 бюд- жетная 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-100-130	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 (выведен из эксплуатации)	1964			420	
	6	ТП-85	1965			420	
	7	ТП-81	1967			420	
	8	ТП-81	1968			420	
	9	ТП-81	1986			420	
ТЭЦ-12 (г. Черем-хово)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востси-буголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и
	1	ПР-6-35/5/1,2М	1994	6	34		
	2	Р-6-3,4/1,5-1	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	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	1	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			бюд- жетная сфера города
	2	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
	3	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
	4	КЭВ-8000/6 ШЦ	1997	8			
ТЭЦ-16 г. Железно-горск-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 5Ц2	1998	10			
	15	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
Ново-Иркут- ская 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-	1984			500	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
		1С					
	6	БКЗ-500-140-1С	1985			500	
	7	БКЗ-500-140-1С	1987			500	
	8	БКЗ-820-140-1С	1996			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	Р-6-35/5	1961	6	40		
	2	Р-6-35/3	1961	6	30		
	3	Р-6-35/3	1962	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 ПТ-2	1980			420	
	5	БКЗ-420-140 ПТ-2	1981			420	
	6	БКЗ-420-140-9 (выведен из эксплуатации)	1981			420	
	7	БКЗ-420-140 ПТ-2	1989			420	
Ново-Зиминская ТЭЦ (г. Саянск).	Парк турбинного оборудования						1. АО «Саянскхимпласт» 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	

Источник	Ст. №	Тип установки	Год ввод	Электрическая	Тепловая мощность	Произво	Потребители
	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 - таблица 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
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	394,633	149,017	1,155

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
		компания» ТЭЦ-6			
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		
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 «ТеплоЭнергосе	н/д		

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
		рвис г.Иркутска»			
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			
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	

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
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	
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 ответственность ю «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
Тайшетский	г.Тайшет	ОА	30,45	16,8	0,58

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
		«Байкалэнерго» ОП «ТТС»			
Тайшетский	г.Тайшет	ООО «ТрансТехРесурс»	17,19	2,487	2,487
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
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.

Последнее изменение установленной мощности 2020 года произошло за счет вывода из эксплуатации генерирующего оборудования: 1 Р-6-35/5 и 5 Р-6-35/10 ТЭС-2 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске суммарной установленной мощностью 12 МВт и 10 ПТ-25-90/10 ООО «Байкальская энергетическая компания» установленной мощностью 25 МВт.

По состоянию на 31.12.2020 установленная мощность электростанций Иркутской области составляла 13095,10 МВт.

На рисунке 2.10.1. настоящего раздела представлена информация по суммарной установленной мощности электростанций, действующих на территории Иркутской области в 2020 году.

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

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная мощность всего на конец года	13249,10	13162,10	13132,10	13132,10	13095,10
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,40	9088,40	9088,40	9088,40	9088,40
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4160,70	4073,70	4043,70	4043,70	4006,70

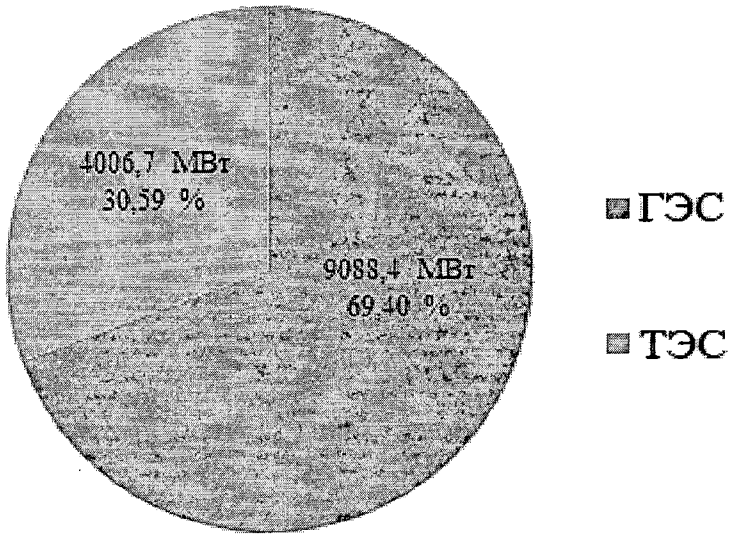


Рисунок 2.10.1. Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2020 году.

Резерв на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2020 году составляет 1121,50 МВт.

В 2021 году состоялся вывод из эксплуатации всего генерирующего оборудования участка №1 Иркутской ТЭЦ-9.

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 01.01.2021

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»				
1	Иркутская ГЭС	662,40	–	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	Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	0	0	1951
7	Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,00	346,70	1960
8	ТЭЦ-6	270,00	1442,60	1965
9	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7)	12,00	300,80	1961
10	ТЭЦ-9	540,00	2402,50	1963
11	ТЭЦ-10	1110,00	563,00	1959
12	ТЭЦ-11	320,30	1056,90	1959
13	ТЭЦ-12	12,00	190,00	1932
14	ТЭЦ-16	18,00	249,00	1965
15	Ново-Иркутская ТЭЦ	708,00	1729,10	1975
16	Усть-Илимская ТЭЦ	515,00	1015,00	1978
17	Ново-Зиминская ТЭЦ	260,00	818,70	1980
Станции промышленных предприятий				
18	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала	101,00	н/д	1966

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
	АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске			
19	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,40	н/д	1979

Таблица 2.11.2. Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний на 01.01.2021

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	42	9002,4
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	51	3783,3
АО «Мамаканская ГЭС»	4	86
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	3	24

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				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Казачинско-Ленский район	Сельские поселения																
	Казачинское	ДЭС	н/д	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
	Карамское	ДЭС	н/д	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
	Мартыновское	ДЭС	н/д	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
Усть-Удинский район	Сельские поселения																
	Аносовское	ДЭС	н/д	1030,0	1030,0	1030,0	830,0	н/д	0,6	1,3	0,9	0,8	н/д	393,0	418,0	373,0	357,0
	Аталанское	ДЭС	н/д	300,0	300,0	300,0	300,0	н/д	0,2	0,4	0,3	0,3	н/д	423,0	431,0	423,0	406,0
	Ключинское	ДЭС	н/д	180,0	180,0	180,0	180,0	н/д	0,1	0,2	0,1	0,1	н/д	365,0	425,0	419,0	390,0
	Подволочение	ДЭС	н/д	300,0	300,0	300,0	300,0	н/д	0,2	0,4	0,3	0,3	н/д	425,0	461,0	426,0	407,0
Катангский район	Сельские поселения																
	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
		ДЭС с. Хамакар	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
		ДЭС с. Оськино	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
		ДЭС д. Тетея	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
		ДЭС уч. Инаригда	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
		ДЭС с. Ербогачен	н/д	н/д	3950,0	4060,0	4970,0	н/д	н/д	9,9	10,1	10,5	н/д	н/д	397,7	397,7	397,7
	Непское	ДЭС с. Непа	н/д	н/д	240,0	640,0	790,0	н/д	н/д	0,7	0,6	0,6	н/д	н/д	428,1	428,1	428,1
		ДЭС с. Ика	н/д	н/д	100,0	100,0	160,0	н/д	н/д	0,1	0,1	0,0	н/д	н/д	413,0	413,0	413,0
		ДЭС с. Бур	н/д	н/д	260,0	300,0	300,0	н/д	н/д	0,3	0,2	0,3	н/д	н/д	441,4	441,4	441,4
		ДЭС с.	н/д	н/д	120,0	120,0	120,0	н/д	н/д	0,1	0,1	0,0	н/д	н/д	419,5	419,5	419,5

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				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
		Токма															
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	н/д	н/д	500,0	700,0	855,0	н/д	н/д	1,4	1,2	1,2	н/д	н/д	428,5	428,5	428,5
	Преображенское	ДЭС с. Преображенка	н/д	н/д	500,0	815,0	1130,0	н/д	н/д	1,2	1,2	1,2	н/д	н/д	457,7	457,7	457,7
		ДЭС с. Ерема	н/д	н/д	60,0	60,0	60,0	н/д	н/д	0,0	0,1	0,1	н/д	н/д	417,8	417,8	417,8
		ДЭС д. Калинина	н/д	н/д	80,0	80,0	80,0	н/д	н/д	0,0	0,0	0,0	н/д	н/д	436,9	436,9	436,9
Тулунский район	**Сельские поселения**																
	Аршанское	ДЭС	н/д	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
Усольский район	**Сельские поселения**																
	Раздольинское	ДЭС	н/д	175,0	175,0	275,0	275,0	н/д	0,1	0,3	0,2	н/д	н/д	348,0	412,0	359,0	н/д
Ольхонский район	**Сельские поселения**																
	Онгурёнское	ВСЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	96,0	н/д	н/д	н/д	н/д	0,0					
		ДЭС				н/д	200,0				н/д	0,1				н/д	348,0
		ДЭС	н/д	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
Качугский район	**Сельские поселения**																
	Вершино-Тутурское	ДЭС				160,0	160,0	0,0	0,0	0,0	0,1	н/д				376,0	н/д
Жигаловский район	**Городские поселения**																
	Жигаловское	ДЭС	н/д			100,0	100,0	н/д	0,0	0,0	0,1	н/д	н/д			357,0	н/д
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**																
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
Киренский район	**Городские поселения**																
	Киренское	ДЭС п.Визирный	н/д	220,0	220,0	220,0	220,0	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	274,6	274,6	274,6	274,6	274,6
		ДЭС.с.Красноярово	н/д	50,0	50,0	50,0	80,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1

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				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
	Сельские поселения																
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	н/д	200,0	200,0	200,0	200,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	261,3	261,3	261,3	261,3	261,3
		ДЭС с.Мироново	н/д	75,0	75,0	75,0	80,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	242,3	242,3	242,3	242,3	242,3
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	н/д	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	н/д	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	60,0	30,0	30,0	0,3	0,3	0,3	0,1	н/д	233,7	233,7	233,7	233,7	н/д
Бодайбинский район	Городские поселения																
	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	н/д	60,0	60,0	60,0	60,0	н/д	0,0	0,0	0,0	н/д	н/д	0,3	0,3	0,3	н/д
Братский район	Сельские поселения																
	Карахунское	ДЭС п. Карахун	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1485,0	1,9	1,9	2,8	2,9	2,5	280,0	264,0	146,0	124,0	165,0
		ДЭС п. Южный	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	292,0	432,0	228,0	423,0	462,0
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	0,8	1,0	1,2	1,2	1,3	273,0	328,0	326,0	328,0	329,0
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	1270,0	1270,0	1270,0	1270,0	1270,0	2,1	2,5	3,0	3,0	3,1	250,0	254,0	256,0	250,0	250,0
Нижнеудинский район	Городские поселения																
	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	н/д	320,0	320,0	640,0	640,0	н/д	0,4	0,7	0,4	н/д	н/д	0,4	0,1	0,1	н/д
		ДЭУ	н/д	725,0	725,0	880,0	880,0	н/д	0,8	0,6	0,6	н/д	н/д	0,4	0,4	0,2	н/д
		ДЭУ	н/д	610,0	610,0	610,0	610,0	н/д	0,5	0,5	0,4	н/д	н/д	0,4	0,4	0,3	н/д
Усть-Кутский район	Городские поселения																
	Усть-Кутское	ДЭС				60,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,1	н/д				0,4	н/д
		ДЭС				60,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,1	н/д				0,4	н/д
		ДЭС				60,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,1	н/д				0,4	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)				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
Казачинско-Ленский район	Сельские поселения																
	Казачинское	ДЭС	н/д	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
	Карамское	ДЭС	н/д	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
	Мартыновское	ДЭС	н/д	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
Усть-Удинский район	Сельские поселения																
	Аносовское	ДЭС	н/д	16,10	24,90	24,25	н/д	н/д	11,20	24,60	29,80	н/д	н/д	20,81	50,87	61,18	н/д
	Аталанское	ДЭС	н/д	20,00	28,30	31,05	н/д	н/д	3,00	7,10	8,60	н/д	н/д	20,81	50,87	61,18	н/д
	Ключинское	ДЭС	н/д	22,60	33,10	39,56	н/д	н/д	1,30	3,00	3,70	н/д	н/д	20,81	50,87	61,18	н/д
	Подволочнское	ДЭС	н/д	19,20	29,70	30,40	н/д	н/д	2,90	7,70	9,40	н/д	н/д	20,81	50,87	61,18	н/д
Катангский район	Сельские поселения																
	Ербогаченское	ДЭС с. Наканно	8637,9	9369,5	10973,4	13754,9	15634,4	8404,3	9124,8	10717,6	13484,5	15835 2,6	24,47	24,47 (I полугодие)	28,58 (I полугодие)	33,55 (I полугодие)	44,29
		ДЭС с. Хамакар	н/д	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
		ДЭС с. Оськино	н/д	28,6	33,5	н/д	н/д	н/д	17,4	20,5	25,8	н/д	н/д	28,58 (II полугодие)	33,55 (II полугодие)	44,29 (II полугодие)	н/д
		ДЭС д. Тетея	н/д	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
		ДЭС уч. Инаригда	н/д	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
		ДЭС с. Ербогачен	н/д	н/д	15,35	21,62	24,31	н/д	н/д	146,59	208,05	216,05	н/д	н/д	23,12	40,44	31,22
	Непское	ДЭС с. Непа	н/д	н/д	18,39	28,23	32,4	н/д	н/д	16,4	17,8	18,8	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83
		ДЭС с. Ика	н/д	н/д	26,42	84	105	н/д	н/д	3	1,6	1,4	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83
		ДЭС с.	н/д	н/д	20,68	32,46	36	н/д	н/д	6,5	7,5	8,2	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83

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)				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
		Бур															
		ДЭС с. Токма	н/д	н/д	24,83	67,9	121	н/д	н/д	2,9	1,8	1,3	н/д	н/д	32,77	54,57	43,83
	Подволошинское	ДЭС с. Подволошино	н/д	н/д	19,42	24.40	27,86	н/д	н/д	21,2	27,1	25,3	н/д	н/д	22,38	45,22	31,66
	Преображенское	ДЭС с. Преображенка	н/д	н/д	19,73	27,81	28,19	н/д	н/д	17,2	25,5	24	н/д	н/д	23,12	40,44	31,22
		ДЭС с. Ерема	н/д	н/д	78,51	100	81,81	н/д	н/д	1,6	1,4	1,7	н/д	н/д	44,15	40,44	31,32
		ДЭС д. Калинина	н/д	н/д	109	132,5	104	н/д	н/д	1,1	0,9	1	н/д	н/д	44,15	40,44	31,32
Тулунский район	**Сельские поселения**																
	Аршанское	ДЭС	н/д	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	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
Усольский район	**Сельские поселения**																
	Раздольинское	ДЭС	н/д	15,6	24,9	25,31	н/д	н/д	1,7	4,5	5,4	н/д	н/д	30,3	56,8	65,19	н/д
Ольхонский район	**Сельские поселения**																
	Онгурёнское	ВСЭС, ДЭС, ДЭС	н/д	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
Качугский район	**Сельские поселения**																
	Вершино-Тутурское	ДЭС				34,44	н/д				3,9	н/д				76,5	н/д
Жигаловский район	**Городские поселения**																
	Жигаловское	ДЭС				41,27	н/д				2,6	н/д				76,18	н/д
Нижнеилимский район	**Межселенные территории**																
	Иркутская обл., Нижнеилимский р-н, п.Заярск	ДЭС	н/д	38,15	38,8	43,21	46,69	2,778	2,776	2,773	6,465	6,575	37,22	37,22	37,22	37,22/ 49,11	46,25
Киренский район	**Городские поселения**																
	Киренское	ДЭС п.Визирный	10,3	11,5	13,2	17,6	17,3	12,2	11,3	12,9	16,7	17,5	19,49/ 20,44	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05
		ДЭС.с.Кр	н/д	18,03	19,74	22,1	н/д	н/д	3,5	3,8	4,6	н/д	н/д	19,71	21,85	26,46	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)				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
		асноярово															
	Сельские поселения																
	Коршуновское	ДЭС с.Коршуново	8,90	10,20	11,30	14,8	15,9	10,5	10	11,3	14,7	15,3	19,49/ 20,44	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05
		ДЭС с.Мироново	4,4	5,3	5,7	7	7,3	5	4,6	5,3	6,3	7,1	19,49/ 20,44	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05
	Макаровское	ДЭС д.Пашня	2,6	3,4	3,5	4,1	2,9	1,6	1,9	2	3,5	2,7	19,49/ 20,44	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05
		ДЭС,д.Усть-Киренга	3,3	4,1	3,9	5,1	4,8	2,6	3,1	3,4	4,7	4,5	19,49/ 20,44	19,71/ 19,71	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	28,94 /29,05
	Петропавловское	ДЭС с.Сполошино	4,2	5,1	5,2	2,7	н/д	4,5	4,5	4,9	2,4	н/д	19,49/ 20,44	19,49/ 20,44	19,71/ 23,98	23,98 / 28,94	н/д
Бодайбинский район	Городские поселения																
	Бодайбинское	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	н/д	0,2	0,2	0,2	н/д	н/д	2,4	2,4	2,8	н/д	н/д	12,25	12,25	14,59	н/д
Братский район	Сельские поселения																
	Карахунское	ДЭС п. Карахун	30,425	33,345	54,869	43,381	41,578	21,197	16,697	37,399	85,186	44,727	17,48	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99
		ДЭС п. Южный	3,78	2,319	4,025	1,924	1,466	3,523	1,335	3,188	3,671	1,74	17,48	14,99	14,99 - 1-е полугодие, 23,69 - 2-е полугодие	23,69 - 1-е полугодие, 62,66 - 2-е полугодие	25,99
	Наратайское	ДЭС п. Наратай	5,193	16,678	13,762	27,918	18,707	3,674	13,156	18,106	37,087	13,461	17,2	16,36	16,36 - 1-е	21,64 - 1-е	23,03

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)				
			2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
															полугодие, 21,64 - 2-е полугодие	полугодие, 55,14 - 2-е полугодие	
	Озёрнинское	ДЭС п. Озерный	11,972	32,731	30,961	57,917	37,124	7,656	25,291	37,166	72,202	42,728	14,76	13,87	13,87 - 1-е полугодие, 18,47 - 2-е полугодие	18,47 - 1-е полугодие, 44,48 - 2-е полугодие	20,62
Нижнеудинский район	Городские поселения																
	Нижнеудинское	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	н/д	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
		ДЭУ	н/д	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
		ДЭУ	н/д	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
Усть-Кутский район	Городские поселения																
	Усть-Кутское	ДЭС				28,83	28,83				2	н/д				26,65	н/д
		ДЭС				28,83	28,83				2	н/д				26,65	н/д
		ДЭС				28,83	28,83				2	н/д				26,65	н/д

2.13. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2020 году составила 59688,40 млн кВтч. По сравнению с прошлым годом выработка электроэнергии выросла на 3,67 %. 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					
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2020/2019, %**
Выработка электроэнергии, в том числе:	49316,00	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40	103,67
ГЭС	37364,60	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50	106,27
ТЭС, в том числе:	11951,40	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90	94,47
электростанции промышленных предприятий	846,4	831,6	898,5	855,1	913,7	106,85

В 2020 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии составила 79,88%, что на 1,96 процентных пункта выше уровня предыдущего года. Доля производства электроэнергии ТЭЦ напротив, несколько снизилась по отношению к предыдущему году, и в 2020 году составила 20,12 %, что на 1,96 процентных пункта ниже уровня предыдущего года. При этом доля ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» составляет 79,23 % от общего объема выработанной электроэнергии; доля ГЭС АО «Мамаканская ГЭС» составляет 0,65 %; доля ТЭС ООО «Байкальская энергетическая компания» – 18,48 %; доля ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» составляет 0,11 %; доля электростанций промышленных предприятий – 1,53 %. 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 2020 год, %**
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	
Иркутская ГЭС	2859,26	2867,50	3113,42	4126,01	4138,03	6,93
Братская ГЭС	17626,40	16283,23	17325,98	21074,55	22383,63	37,50
Усть-Илимская ГЭС	16550,20	15637,82	16326,16	19325,95	20770,73	34,80
Мамаканская ГЭС	328,79	377,41	384,78	338,57	387,12	0,65
Итого ГЭС:	**37364,65**	**35165,96**	**37150,34**	**44865,08**	**47679,51**	**79,88**
Иркутская ТЭЦ-6	802,59	716,79	677,04	648,06	662,61	1,11

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2020 год, %
	2016	2017	2018	2019	2020	
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	77,81	76,29	67,19	71,15	54,05	0,09
Иркутская ТЭЦ-9	1771,46	2017,39	1985,74	1881,95	1753,62	2,94
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	224,78	201,59	198,66	215,32	146,79	0,25
Иркутская ТЭЦ-10	2487,38	3103,99	4134,78	3756,80	3126,30	5,24
Иркутская ТЭЦ-11	798,97	750,24	852,36	635,72	694,98	1,16
Иркутская ТЭЦ-12	52,61	51,18	51,08	49,42	47,93	0,08
Иркутская ТЭЦ-16	68,06	65,68	78,67	64,74	75,36	0,13
Ново-Иркутская ТЭЦ	2767,34	2799,83	2796,57	2497,27	2625,87	4,40
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	97,47	80,15	87,91	85,07	77,74	0,13
Усть-Илимская ТЭЦ	970,63	1013,61	975,49	895,83	701,34	1,17
Ново-Зиминская ТЭЦ	930,45	949,74	938,31	998,60	1063,18	1,78
Итого ТЭС ООО «БЭК»:	**11049,55**	**11826,48**	**12843,80**	**11799,93**	**11029,77**	**18,48**
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	55,45	46,97	52,80	57,34	65,42	0,11
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	**55,45**	**46,97**	**52,80**	**57,34**	**65,42**	**0,11**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	496,32	465,28	540,21	538,35	542,30	0,91
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	350,07	366,32	358,26	316,77	371,40	0,62
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	**846,39**	**831,60**	**898,47**	**855,13**	**913,70**	**1,53**
ВСЕГО:	**49316,04**	**47871,01**	**50945,41**	**57577,48**	**59688,40**	**100,00**

На рисунках 2.13.1 и 2.13.2 представлены структуры выработки электроэнергии ГЭС и ТЭЦ Иркутской области в 2020 году соответственно.

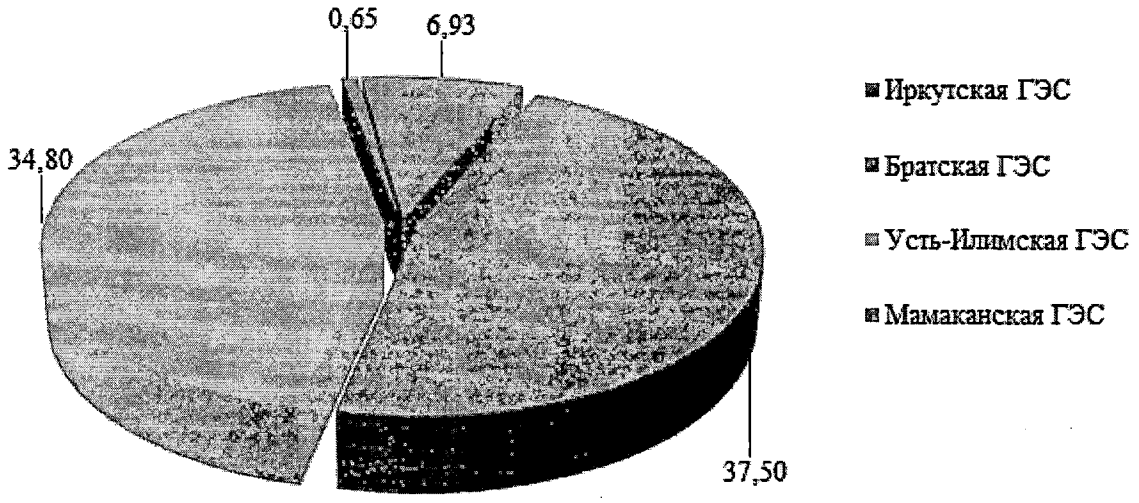


Рисунок 2.13.1. Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2020 году, млн кВт·ч

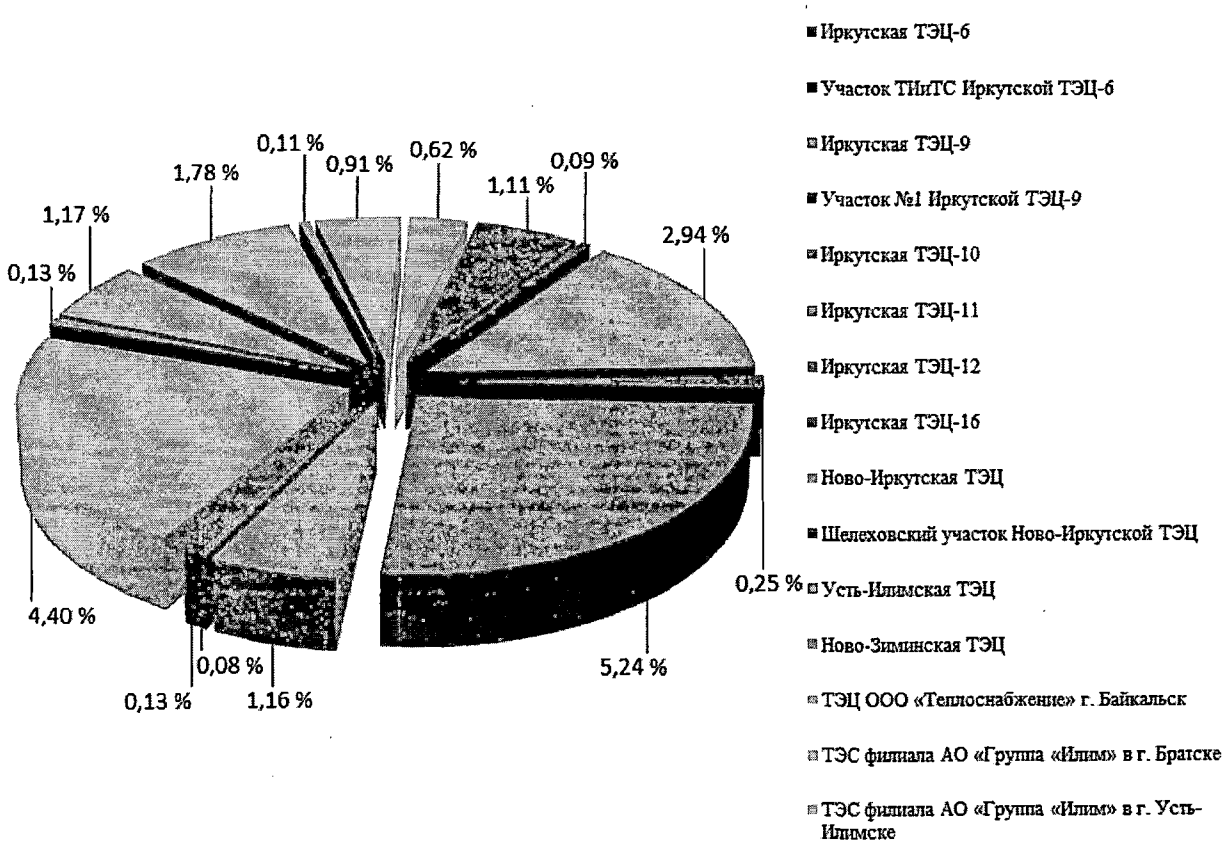


Рисунок 2.13.2. Структура выработки электроэнергии ТЭЦ Иркутской области в 2020 году, млн кВтч

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. Потенциальная возможность выработки электроэнергии на ГЭС при среднемноголетней обеспеченности гидроресурсами составляет 45-46 млрд кВт•ч, на тепловых электростанциях 17,2-19,2 млрд кВт•ч. При этом часть избытков мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и Республики Бурятия.

Балансы электрической мощности энергосистемы Иркутской области в 2016-2020 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				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
	18.01.2016 14:00	**12.12.2017 4:00**	**27.12.2018 5:00**	**06.02.2019 7:00**	**31.12.2020 14:00**
Максимум потребления мощности	7936,0	7673,0	8210,5	8196,2	8325,8
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы	13249,1	13162,1	13132,1	13132,1	13095,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС, в том числе:	4160,7	4073,7	4043,7	4043,7	4 006,7
электростанции промышленных предприятий	157,4	157,4	157,4	157,0	145,4
Резерв мощности	1268,3	2795,2	3032,9	1016,0	1121,5
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	2589,1	2950,8	2383,5	2163,9	1393,8
Располагаемая мощность	10705,3	10252,6	10752,9	10982,3	11735,1
Рабочая мощность	9379,6	9197,0	10083,5	9568,0	11043,6
Избыток (+) / Дефицит (-)	1443,6	1524,0	1873,0	1371,8	2717,8
Нагрузка электростанций	8111,3	6401,8	7050,6	8551,9	9922,1
Сальдо энергосистемы Иркутской области	-175,3	1270,8	1159,9	-355,8	-1596,3

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2016-2020 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				
	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электроэнергии, в том числе:	49316,00	47871,00	50945,40	57577,50	59688,40
ГЭС	37364,60	35166,00	37150,30	44865,10	47679,50
ТЭС, в том числе:	11951,40	12705,00	13795,10	12712,40	12008,90
электростанции промышленных предприятий	846,40	831,60	898,50	855,10	913,70
Электропотребление на территории ЭС	53209,40	53298,60	55056,40	55480,60	55980,50
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «–» выдача	3893,30	5427,60	4111,00	-2096,90	-3707,90

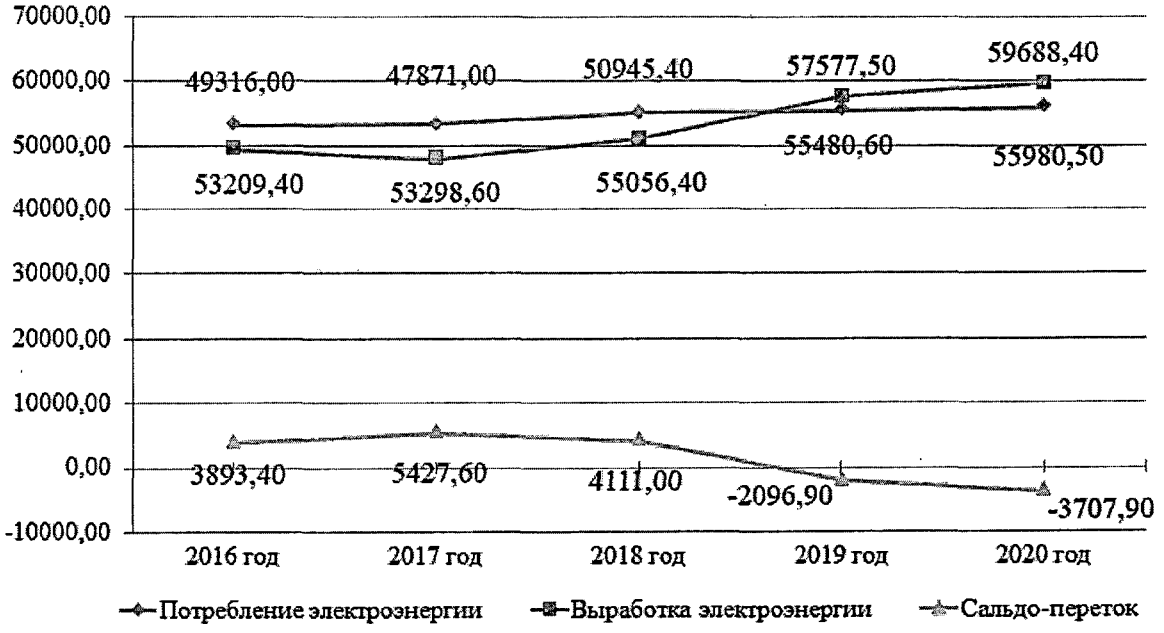


Рисунок 2.14.1. Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области

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 2016-2018 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 2019-2020 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 2016-2020 гг. приведены в таблице 2.15.1.

Таблица 2.15.1. Основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020*
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год, тыс. чел.	2410,80	2406,50	2400,90	2396,00	н/д
2	Активное население на конец года, тыс. чел.:	1247,00	1212,80	1184,40	1183,00	н/д
2.1	в том числе занятое, тыс. чел.	1137,00	1096,10	1084,80	1076,60	н/д
3	Производство электроэнергии, млн кВт·ч	49316,00	47871,00	50944,10	57577,50	н/д
4	Производство тепловой энергии, млн Гкал	40,40	39,30	42,30	41,10	н/д
5	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	53209,40	53298,60	55056,40	55480,60	н/д
6	Потребление тепловой	35,60	35,80	39,20	38,20	н/д

№ п/п	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020*
	энергии, млн Гкал					
7	Расход топлива, млн т у.т.	11,80	11,40	12,20	12,30	н/д
8	Производство тепловой энергии, млн т у.т.	5,70	5,60	6,00	6,10	н/д
9	Производство электроэнергии, млн т у.т.	6,00	5,80	6,20	6,20	н/д
10	ВРП, млрд руб.	1066,40	1194,70	1460,51	1545,68	н/д
11	Энергоемкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.	22,40	18,40	19,60	18,60	н/д
12	Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	49,80	43,10	44,30	40,20	н/д
13	Потребление электроэнергии на душу населения, МВтч/чел в год	22,10	22,10	22,90	23,10	н/д
14	Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике	46,80	48,30	50,20	50,70	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 27 февраля. Так как ВРП за 2020 год будет опубликован 27 февраля 2021 года, в СиПР 2022-2026 данная информация за 2020 г. не приведена.

За последние годы наблюдается тенденция снижения, как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). В 2016 году энергоемкость ВРП составила 22,40 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2019 году эта величина уже равна 18,60 кг у.т./тыс. руб., то есть за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась почти на 20 %. За этот же период так же снизилась электроемкость ВРП на 23,88% 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

Электросетевой комплекс Иркутской области 110 кВ и выше в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 18660,35 км линий электропередач и 314 трансформаторных подстанций.

Основные сетевые компании в структуре сетевого хозяйства:

- ОАО «Иркутская электросетевая компания»;
- ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
- АО «Братская электросетевая компания»;
- Восточно-Сибирская железная дорога 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 и 2.16.2.

Таблица 2.16.1. Количество ЛЭП и трансформаторная мощность ПС и ЭС по классам напряжения на 01.01.2021 г.

Класс напряжения	Количество ВЛ	Количество трансформаторных подстанций	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	24	314	40044,66
220 кВ	103		
110 кВ	271		

Таблица 2.16.2. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01.01.2021 г., км

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Энергосистема, всего,	**7183,56**	**7488,96**	**3987,92**	**18660,35**
в т.ч.				
– ЛЭП генерирующих и сетевых компаний;	7042,98	6709,36	3777,65	17529,89
– потребительские ЛЭП	140,58	779,60	210,27	1130,46
в т.ч. ЛЭП сетевых организаций	7042,98	6709,36	3777,65	17529,89
ОАО «ИЭСК»	6668,89	4561,40	3263,12	14493,41
АО «Витимэнерго»	455,28	424,00		879,28
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири	0,00	1723,96	514,53	2238,49
АО «Тыретский солерудник»	1,80			1,80
АО «АНХК»	14,80			14,80
АО «АЭХК»	3,79			3,79
АО "Братская электросетевая компания"	1,60			1,60
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,50			81,50
АО «Электросеть»	13,45			13,45
ОАО «Энергетическая компания «Радиан»	1,40			1,40
в т.ч. ЛЭП потребительские	140,58	779,60	210,27	1130,46
ЗАО "Витимэнергострой"	0,00			0,00
АО "Первенец"	18,60			18,60
АО "Высочайший"	29,83			29,83
КГКУ "ДКР НП"			210,27	210,27
ООО "АС "Сибирь"	47,50			47,50
ООО «АС «Иркутская»	0,40			0,40
АО "Дальняя Тайга"	2,70			2,70
ООО "Гранит Актив"	3,90			3,90
ОАО "РУСАЛ Братск"		474,18		474,18
ООО "ГОК "Угахан"	37,65			37,65
ООО "Транснефть-Восток"		291,10		291,10
ООО "Иркутская нефтяная компания"		14,33		14,33

Таблица 2.16.3. Перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ на 01.01. 2021.

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
ОАО «ИЭСК»			
Филиал Восточные электрические сети	-	-	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

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	-	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
	-	-	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 Березняки
	-	ПС 220 кВ Заводская	ПС 110 кВ Верхнемарково
	-	ПС 220 кВ Киренга	ПС 110 кВ Гидростроитель
	-	ПС 220 кВ Коршуниха	ПС 110 кВ Городская
	-	ПС 220 кВ Лена	ПС 110 кВ Ждановская
	-	ПС 220 кВ Опорная	ПС 110 кВ Западная
	-	ПС 220 кВ Падунская	ПС 110 кВ Инкубатор
	-	ПС 220 кВ Покосное	ПС 110 кВ Карапчанка
	-	ПС 220 кВ Пурсей	ПС 110 кВ Карьер
	-	ПС 220 кВ Рудногорская	ПС 110 кВ Киренск

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	ПС 220 кВ Сибирская	ПС 110 кВ Котельная
	-	ПС 220 кВ Таёжная	ПС 110 кВ Кузнецовка
	-	Седановский ПП 220 кВ	ПС 110 кВ ЛДК Игирма
	-	ПС 220 кВ № 3	ПС 110 кВ Макарово
	-	ПС 220 кВ № 6	ПС 110 кВ Межница
	-		ПС 110 кВ Н-Игирма
	-		ПС 110 кВ Н-Илимская
	-		ПС 110 кВ Н-Коршуниха
	-		ПС 110 кВ Осетрово
	-		ПС 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
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 Иркутская
	-	-	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 Усольмаш
	-	-	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
	-	ПС 220 кВ Восточная	ПС 110 кВ Ерши

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	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 Шелехово
	-	-	ПС 110 кВ Южная
	-	-	ПС 110 кВ Новая Лисиха
МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПС 220 кВ Сухой Лог	-
ООО «Иркутская нефтяная компания»	-	ПС 220 кВ Полимер*	-
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

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
	-	-	ПП 110 кВ Чаянгро
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
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
(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-	-	ПС 220 кВ	ПС 110 кВ Видим

Наименование собственника	Наименование ПС		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
Ангарская дистанция электроснабжения		Тубинская	
	-	ПС 220 кВ Якурим	ПС 110 кВ Ручей
	-	-	ПС 110 кВ Семигорск
	-	-	ПС 110 кВ Усть-Кут
	-	-	ПС 110 кВ Хребтовая
	-	-	ПС 110 кВ Черная
	-	-	ПС 110 кВ Коршуниха
	-	-	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 РЭС Н-3
	-	-	ПС 110 кВ 831,832
	-	-	ПС 110 кВ Н-1
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
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	-
ОАО «Тыретский солерудник»	-	-	ПС 110 кВ Солерудник
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	-	-	ПС 110 кВ Мусковит
ООО «ТЭС»	-	-	ПС 110 кВ Топорок
	-	-	ПС 110 кВ Тулун
	-	-	ПС 110 кВ НП-18
	-	-	ПС 110 кВ НП-17
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

*-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 01.01.2021 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 энергорайонам и 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 2021 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	69,93
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50
АО «БЭСК»		-
АО «Витимэнерго»		55,56
ПАО «ФСК ЕЭС»		-

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭП, лет	Состояние ЛЭП
		Нормативный срок истек, %
ПАО «Русал Братск»		-
АО «Электросеть»		100
ООО «ТЭС»		-
ОАО «СУАЛ»		100
ООО ЭК «Радиан»		-
АО «АНХК»		-
ООО «Транснефть-Восток»		-
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»		80,20
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100
АО «БЭСК»		100
АО «Витимэнерго»		55,56
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		72,09
ПАО «ФСК ЕЭС»		-
ПАО «Русал Братск»		-

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов
		Нормативный срок истек, %
АО «Электросеть»		68,75
ООО «ТЭС»		25,00
ОАО «СУАЛ»		-
ООО ЭК «Радиан»		0
АО «АНХК»		40
ООО «Транснефть-Восток»		-
220 кВ		
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	25	
ООО «Байкальская энергетическая компания»		
ОАО «ИЭСК»		68,67
АО «Витимэнерго»		0
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		80,00
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»		59,09
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	Напряжение, 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 –	110	9,61	1	АС-185/29	металл	1957	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Мельниково с отпайками								«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»
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	110	4,675	2	АС-150/34	металл	2001	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Пивзавод - Ново-Ленино, Мельниково - Максимовская								«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»
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

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
									«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»
	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	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:	110						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»
	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	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»
	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	110	35,42	1	АС-95/16	дер,ж/б.	1964	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	отпайкой на ПС Енисей								«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»
	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	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	110	8,369	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Западная								
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	110	15,502	1	АС-185/29	металл	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	(ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9)								
	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»
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	110	3,426	1	АС-185/29	металл	1967	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Иркутская на ПС Ангарская								«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»
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
	Ответвление на ПС Усольмаш от отпайки на ПС ЗГО	110	0,325	2	АС-120/19			выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	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	110	4,8	2	АС-95/16	металл	1973	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Огнеупоры								
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»
	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
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-	110	8,14	1	АС-300/48; АС-	металл	1961	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	62) (до гр. отв.)				300/39				«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»
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-	металл	1998	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
					300/66; АС-330/43				«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	1981	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»
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

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
									«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 Падунская – Западная с отпайкой на ПС Бикей	110	29,19	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
155	ВЛ 110 кВ Падунская – Инкубатор	110	6,024	1	АЖ-150	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
156	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	110	Рядом с ВЛ	1			1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Бикей								
157	ВЛ 110 кВ Западная – Котельная I, II цепи:	110	3,1	2	АС-150/24; АС-95/16	металл	1982	выше 70	ОАО «ИЭСК»
158	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»
159	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»
160	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	110	29,06	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	мет.дер.	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
161	ВЛ 110 кВ Зяба – Кежма	110	40,84	1	АС-120/22; АС-185/34 (по ГОСТ839-59)	металл	1988	выше 70	ОАО «ИЭСК»
162	ВЛ 110 кВ Кежма – Видим	110	55,342	1	АС-120/22; АС-185/34; 2АС-150/24 + АС-185/34	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
163	ВЛ 110 кВ Видим – Черная	110	40,494	1	АС-120/22	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
164	ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	110	39,282	1	АС-120/22; АС-150/24	металл	1959	выше 70	ОАО «ИЭСК»
165	ВЛ 110 кВ Коршуниха - Н.Коршуниха I, II цепи	110	8,57	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
166	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	110	22,671	1	АС-185/29; АС-150/24	мет., ж/бетон	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
167	ВЛ 110 кВ Хребтовая – Семигорск	110	30,2	1	АС-185/29; АС-150/24	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
168	ВЛ 110 кВ Семигорск – Ручей	110	40,01	1	АС-150/24	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
169	ВЛ 110 кВ Ручей – Усть-Кут	110	46	1	АС-150/24	мет., ж/бетон	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
170	ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена	110	11,8	1	АС-150/24	металл	1968	выше 70	ОАО «ИЭСК»
171	ВЛ 110 кВ Лена – Осетрово I, II цепи	110	2,6	2	АЖ-120	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
172	ВЛ 110 кВ Лена – Киренск I цепь	110	231,032	1	АЖ-120; АС-240/39; АС-185/29; АС-120/19	мет.дер	2008	выше 70	ОАО «ИЭСК»
173	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»
174	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»
175	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Отпайка на ПС Карьер	110	15,3	2	АС-95/16	металл	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»
176	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»
177	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»
178	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»
179	ВЛ 110 кВ Таежная – Симахинская I, II цепи	110	2,85	2	АС-185/29	металл	1981	выше 70	ОАО «ИЭСК»
180	ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 1 цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская, ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская 2 цепь	110	129,4 (по 2 цепям)	-	2*АС-150/24; АС-150/24; АС-120/19; АС-120/27	металл, дерево	1990	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
181	ВЛ 110 кВ Артемовская - Мараканская	110	60	1	АС-120/19	дерево	1963	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
182	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	ОАО «Витимэнерго»
183	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Бодайбинская [3С]	110	12,2	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
184	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС -	110	0,5	2	АС-185/29	металл	1989,	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Мамакан 1, 2 цепь						2020		«Витимэнерго»
185	ВЛ 110 кВ Артемовская - Кропоткинская	110	57	1	АС-120/19	дерево	1961	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
186	ВЛ 110 кВ Кропоткинская - Невский	110	7,8	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
187	ВЛ 110 кВ Невский - Перевоз	110	127,2	1	АС-120/19	дерево	1964	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
188	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1	110	19,8	1	АС 300/39; АС 240/32	металл	2015, 2019	выше 70	ОАО «Витимэнерго»
189	ВЛ 110 кВ Коршуниха - Коршуниха тяг. I, II цепи	110	1	2	АС-120/19	металл	1959	82,05	АО «Электросеть»
190	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мусковит	110	81,5	1	АС-95, АС-120	дерево	1965	выше 70	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
191	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									
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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	220	62,972	1	АС-500/64; AERO-Z AACSR Z 747	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»
7	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь	220	63,358	1	АС-500/64; AERO-Z AACSR	металл	2015	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
					Z 747				
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»
18	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск	220	30,996	2	АС-300/39	металл	1964	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273) (до р. Снежная)								«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	220	125,497	1	АС-400/93; АС-	металл	1957	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	(ВЛ-232)				400/51				«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»
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-	мет.дер	1966	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
					500/336				
	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»
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
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»
58	ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга	220	96,346	1	АС-300/39	металл	1978	выше 70	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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
61	ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	220	71,394	1	АС-300/39	металл	1977-80	выше 70	ОАО «ИЭСК»
62	ВЛ 220 кВ Ния – Киренга	220	70,195	1	АС-300/39	металл	1978-80	выше 70	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 Братская ГЭС – БрАЗ I, II цепи (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	38,7	2	АС-500/64	металл	1971	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
66	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»
67	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»
68	Отпайка на БЛПК от БРАЗ-V	220	12,832	1	АС-400/64	металл	1979	выше 70	ПАО «РУСАЛ Братск»
69	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»
70	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»
71	ВЛ 220 кВ БГЭС-БРАЗ XI-XII (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	220	40,154	2	АС-500/64	металл	1975	выше 70	ПАО «РУСАЛ

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
									Братск»
72	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»
73	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»
74	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №1	220	61,88	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
75	ВЛ 220кВ Усть-Кут - НПС 6 №2	220	61,855	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
76	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №1	220	124,726	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
77	ВЛ 220кВ НПС 6 - НПС 7 №2	220	124,82	1	АС-240/32	металл	2018	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
78	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»»
79	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»»
80	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №1	220	242,776	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
81	ВЛ 220кВ Пеледуй - НПС 9 №2	220	242,847	1	АС-240/32	металл	2017	выше 70	ПАО «ФСК ЕЭС»»
82	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй №1	220	217,32	1	АС-400/51	металл	2014	95	ПАО «ФСК ЕЭС»»
83	ВЛ 220кВ Городская - Пеледуй	220	217,212	1	АС-400/51	металл	2012	95	ПАО «ФСК

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	№2								ЕЭС»»
84	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»»
85	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»»
86	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №1	220	128,6	1	АСПк 240/56; AACSRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»»
87	ВЛ 220кВ Мамакан - Сухой Лог цепь №2	220	128,6	1	АСПк 240/56; AACSRZ 527	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»»
88	ВЛ 500кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №2	220 (эксплуатационное)	294,6	1	АСк2у 300/39	металл	2019	100	ПАО «ФСК ЕЭС»»
89	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		ОАО «Витимэнерго»
90	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 –	500	216,92	1	3хАС-500/64	металл	1963	выше 70	ОАО

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
	Тайшет (ВЛ-501)								«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»
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»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Протяженность, км	Число цепей	Марка провода	Материал опор	Год ввода	Индекс	Собственник ЛЭП
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»
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	Напряжение, 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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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	Чернорyд	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	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1986	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
	техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Актив»)	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»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
		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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
		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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
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	Усольмаш	Т-1	110	ТДН-16000/110/10	н/д	выше 70	н/д

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
141	Артёмовская	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	1990	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	OVNT-10000/110/35/6	1962	н/д	АО «Витимэнерго»
142	Бодайбинская	Т-1	110	ТДТН-16000/110 УХЛ1	2012	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДТН-16000/110/35/6	2001	100	АО «Витимэнерго»
		Т-3	110	ТДТН-16000/110/35/6	2001	100	АО «Витимэнерго»
143	Вачинская	Т-1	110	ТНТНГ-10000/110	1995	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМТ-5600/110	1960	100	АО «Витимэнерго»
144	Вернинская	Т-1	110	ТДН-16000/110 УХЛ 1	2011	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТДН-16000/110 УХЛ 1	2011	100	АО «Витимэнерго»
145	Кропоткинская	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/6	2003	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1968	100	АО «Витимэнерго»
146	Мараканская	Т-1	110	ТМТД-10000/110	1969	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМТ-6300/110	1979	100	АО «Витимэнерго»
147	Перевоз	Т-1	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1993	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТНТНГ-10000/110/35/6	1993	100	АО «Витимэнерго»
148	Светлый	Т-1	110	ТДТН-10000/110/35/6	1991	100	АО «Витимэнерго»
149	РП Полюс	Т-1	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	110	ТМН-2500/110 УХЛ1	2015	100	АО «Витимэнерго»
150	Тайшет-Запад	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1989	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110У1	1990	79	ОАО «РЖД»
151	Тайшет-Восток	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1985	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1991	87	ОАО «РЖД»
152	Облепиха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1989	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	86	ОАО «РЖД»
153	Замзор	Т-1	110	ТДТНЖ-40000	1991	85	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000	1991	86	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
154	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»
155	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»
156	Невельская	Т-1	110	ТДТН-40000/110	1979	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	2016	98	ОАО «РЖД»
157	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»
158	ВРЗ	Т-1	110	ТДТН-25000	1974	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000	1971	81	ОАО «РЖД»
159	Худоеланская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1990	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1986	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	Нюра	Т-1	110	ТДТНЭ-40000-У1	1974	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЭ-40000-У1	1971	87	ОАО «РЖД»
162	Тулюшка	Т-1	110	ТДТНЭ-40000-У1	1989	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЭ-40000-У1	1989	75	ОАО «РЖД»
163	Харик	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1987	78	ОАО «РЖД»
164	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»
165	Худоеланская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
166	Будагово	Т-1	110	ТДТНГ-20000-110-35-10	1959	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНГ-15000-110-35-10	1963	81	ОАО «РЖД»
167	Нюра	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
168	Тулюшка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	83	ОАО «РЖД»
169	Харик	Т-1	110	ТДТНГ-20000	1959	76	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-16000	1974	80	ОАО «РЖД»
170	Жаргон	РПТ-1	110	ТДТН-40000	1998	83	ОАО «РЖД»
		Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
171	Половина	Т-1	110	ТДТНЖ-40000	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000	1996	89	ОАО «РЖД»
172	Мальта	Т-1	110	ТДТН-40000/110-У1	1975	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110-У1	1975	87	ОАО «РЖД»
173	Усолье-Сибирское	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
174	Тельма	Т-1	110	ТДН 16000/110	1986	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДН 16000/110	1986	81	ОАО «РЖД»
175	Суховская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
176	Мегет	Т-1	110	ТДТН-25000/110-66	1974	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000/110-66	1973	88	ОАО «РЖД»
177	Иркутск-Сортировочный	Т-1	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	84	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000 110/35/27	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-3	110	ТДТНЖ-40000 110/27/6	1995	87	ОАО «РЖД»
178	Академическая	Т-1	110	ТДТН-25000/110	2004	85	ОАО «РЖД»
179	Максимовская	Т-1	110	ТДТН-16000/110/35/10	1985	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-25000/35/10	2009	86	ОАО «РЖД»
180	Гончарово	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
181	Большой Луг	Т-1	110	ТДТН-16000/115	1980	88	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-16000/115	1967	77	ОАО «РЖД»
182	Россоха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
183	Подкаменная	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
184	Головинская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	83	ОАО «РЖД»
185	Делюр	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	89	ОАО «РЖД»
186	Забитуй	Т-1	110	ТДТНГ-20000	1959	76	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-16000	1974	80	ОАО «РЖД»
187	Залари	Т-1	110	ТДТНЖ-40000-У1	1996	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000-У1	1995	85	ОАО «РЖД»
188	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»
189	Андриановская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-У1	1995	79	ОАО «РЖД»
190	Ангасолка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	79	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 У1	2008	78	ОАО «РЖД»
191	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-40000/110/27,5/10	1998	84	ОАО «РЖД»
		Т4	110	ТДТНГЭ-31500/110/35/27,5	1960	79	ОАО «РЖД»
192	Чуна	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110-69 У1	1984	79	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110-69У1	1985	88	ОАО «РЖД»
193	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»
194	Огневка	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	85	ОАО «РЖД»
195	Турма	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1985	83	ОАО «РЖД»
196	Моргудон	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1978	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110	1979	83	ОАО «РЖД»
197	МПС	Т-1	110	ТРДН-25000/110	1987	83	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТН-40000/110	1994	84	ОАО «РЖД»
198	Зяба	Т-1	110	ТДТНГ-31500/110/27,5/10	1959	75	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНГ-31500/110/27,5/11	1960	76	ОАО «РЖД»
199	Кежемская	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2015	90	ОАО «РЖД»
200	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»
201	Черная	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110У1	2003	85	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	2017	90	ОАО «РЖД»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
202	Коршуниха	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2016	90	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-40000/110 У1	2017	90	ОАО «РЖД»
203	Хребтовая	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110	1993	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
204	Семигорск	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110	1975	82	ОАО «РЖД»
205	Ручей	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110/35/27,5	1975	82	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110/35/27,5	1975	83	ОАО «РЖД»
206	Усть-Кут	Т-1	110	ТДТНЖ-25000/110/27/6	1975	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДТНЖ-25000/110/27/6	1975	85	ОАО «РЖД»
207	Игирма	Т-1	110	ТДЦТП-32000/100У1	1995	86	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТДЦТП-32000/110У1	2012	85	ОАО «РЖД»
208	Рудногорск	Т-1	110	ТДТНЖ-40000/110-81У1	1999	87	ОАО «РЖД»
		Т-2	110	ТРДТНЖ-40000/110У	2000	85	ОАО «РЖД»
209	Усть-Илимск	Т-3	110	ТДТГЭ-40500	1996	81	ОАО «РЖД»
		Т-4	110	ТДТНГЭ-31500	1995	82	ОАО «РЖД»
210	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»
211	ПС ГПП-1	1Т	110	ТРДН-40000/110	1992	93,12	АО «Электросеть»
		2Т	110	ТДТН-31500/110	1964	85	АО «Электросеть»
212	ПС ГПП-6	3Т	110	ТРДН-25000/110	1986	93,28	АО «Электросеть»
213	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	ТМ-10000/110	2009	93,28	АО «Электросеть»
		4Т	110	ТДН-15000/110	1967	93,2	АО «Электросеть»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
214	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»
215	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»
216	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»
217	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»
218	НП-18	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	1987	н/д	ООО «ТЭС»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	1987	н/д	ООО «ТЭС»
219	НП-17	Т-1	110	ТДН-10000/110/6	2011	н/д	ООО «ТЭС»
		Т-2	110	ТДН-10000/110/6	2011	н/д	ООО «ТЭС»
220	Мусковит	Т-1	110	ТМТГ-7500	1963	79,4	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
		Т-2	110	ТМТГ-5600	1963	93,7	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»
221	Западная	Т-1	110	ТРДН-40000/110	2013	100	ООО ЭК «Радиан»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110	2013	100	ООО ЭК «Радиан»
222	Ангарстрой	Т-1	110	ТДТНГ-20000/110	1970	н/д	АО «БЭСК»
		Т-2	110	ТДТНГ-20000/110	1970	н/д	АО «БЭСК»
223	Солнечная	Т-1	110	ТРДН-40000/110	1981	н/д	АО «БЭСК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110	1981	н/д	АО «БЭСК»
224	ЦРП-2	Т-1	110	ТДТН-63000/110	1992	100	АО «АНХК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		Т-2	110	ТДТН-63000/110	1992	100	АО «АНХК»
225	УП-8	Т-1	110	ТДТН-80000/110 УХЛ1	2013	100	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТДТН-80000/110 УХЛ1	2013	100	АО «АНХК»
226	УП-10	Т-1	110	ТРДН-25000/110У1	2002	100	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДН-25000/110У1	2002	100	АО «АНХК»
227	УП-11	Т-1	110	ТДЦНГУ-80000/110	1974	100	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДЦН-63000/110-75-У1	1980	100	АО «АНХК»
228	УП-12	Т-1	110	ТРДН-40000/110У1	2006	100	АО «АНХК»
		Т-2	110	ТРДН-40000/110У1	2006	100	АО «АНХК»
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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		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»
		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»
		Т-4 ф В	220	ОДГ-60000/220/35	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф С	220	ОДТГ-60000/220/35	1965	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		Т-4 ф А	220	ОДГ-60000/220/35	1958	выше 70	ОАО «ИЭСК»
		АТ-5	220	АТДЦТН-250000/220/110/10	1986	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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
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»
		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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
		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	Усть-Кут	Т-1	220	ТДН-10000/220 ХЛ1	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
34	Сухой Лог	АТ-1	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-2	220	АТДЦТН-125000/220/110 ВМ ХЛ1	2019	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
35	НПС-6	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
36	НПС-7	Т-1	220	н/д	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
37	НПС-9	Т-1	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		Т-2	220	н/д	2017	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
38	Дяля	Т-1	220	ТДН-10000/220 УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
39	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»
40	Чаянгро	Т-1	220	ТДН-10000/220 УХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
		Т-2	220	ТМН-6300/110 ХЛ1	2020	100	АО «Витимэнерго»
41	Слюдянка	АТ1	220	АТДЦТН-125000/220/110/35	1992	87	ОАО «РЖД»
		АТ2	220	АЦДТНГН-125000/220/110/35	2020	100	ОАО «РЖД»
42	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»
43	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»
44	Тубинская	Т-1	220	ТДТНЖУ-40000/220УХЛ-1	2003	84	ОАО «РЖД»
		Т-2	220	ТДТНЖ-40000/220-81УХЛ1	2002	84	ОАО «РЖД»
45	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»
46	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»
47	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»
48	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»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
49	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»
5	Ново-Зиминская	АТ-3	500	АТДЦТН-500000/500/220	1990	выше 70	ОАО «ИЭСК»
6	Озерная	АТ-3	500	3хАОДЦН-167000/500/220)	2017	выше 70	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Подстанция	Диспетчерское наименование	Напряжение, кВ	Тип	Год ввода	Индекс технического состояния	Собственник
7	Усть-Кут	АТ-1 ф. А	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. В	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. С	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»
		АТ-1 ф. Резерв	500	АТДЦТН-167000/500/220-УХЛ1	2018	н/д	ПАО «ФСК ЕЭС»

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.

2.16.3. Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Потери электрической энергии при ее передаче в энергосистеме Иркутской области в 2019 году достигают 3,64 % от отпуска электроэнергии в сеть. Уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждается Министерством энергетики Российской Федерации (таблица 2.16.8). На основании анализа данных электросетевых компаний, осуществляющих передачу основного объема электроэнергии, можно сделать заключение, что в 2019 году уровень потерь не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства энергетики Российской Федерации.

Таблица 2.16.8. Уровень нормативных потерь для основных сетевых организаций

Наименование организации	Установленный уровень нормативных потерь,%
ОАО «ИЭСК»	5,61
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	19,70
АО «БЭСК»	12,95
ВСЖД филиал ОАО «РЖД»	4,62
АО «Витимэнерго»	11,49
ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири	3,75
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	5,51
ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»	5,29

Таким образом, доля потерь от суммарной выработки электроэнергии региона (по данным, предоставленными сетевыми организациями), например, у ОАО «ИЭСК» составила 4,18 %, у АО «БЭСК» – 0,36 %, АО «Витимэнерго» – 0,03 %.

2.17. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция/демонтаж которых выполнены в 2020 году, 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 01.01.2021.

Таблица 2.17.1. Мероприятия по развитию объектов генерации, завершение строительства/ реконструкции которых выполнено на 01.01.2021

№ 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-24-90/18	24 МВт	2020
2*	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 9 ПТ-30-90/10	30 МВт	2020
3	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 10 ПТ-25-90/10	25 МВт	2020
4	ТЭС-2 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	Вывод из эксплуатации 1 Р-6-35/5	6 МВт	2020
5	ТЭС-2 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	Вывод из эксплуатации 5 Р-6-35/10	6 МВт	2020

*-вывод из эксплуатации 01.01.2021.

В таблице 2.17.2 приведены электросетевые объекты 110 кВ и выше ввод/ реконструкция которых реализована на 01.01.2021.

Таблица 2.17.2. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых выполнены на 01.01.2021

№	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов
		ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)
ОАО «ИЭСК»		
500 кВ		
1	ПС 500 кВ Озерная (установка средств компенсации реактивной мощности 800 Мвар, 2АТ 500/220 кВ, Т-	6х100; 2х100;

№	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)
	1 220/35 кВ)	1х501 МВА; 63 МВА
220 кВ		
2	ПС 220 кВ Малая Елань (новое строительство ПС 220 кВ Малая Елань трансформаторной мощностью 80 МВА)	2х40 МВА
3	Отпайки от существующей ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово (новое строительство отпаек от существующей ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово)	4,781 км 4,812 км
4	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с увеличением трансформаторной мощности на 17 МВА до 80 МВА (2х40 МВА)	2х40 МВА
110 кВ		
5	ПС 110 кВ Верхнемарково (реконструкция с заменой трансформаторов Т-1,2 2х10 на 2х16 МВА)	2х16 МВА
ОАО «РЖД»		
220 кВ		
6	ПС 220 кВ Улькан (реконструкция с заменой трансформатора на 1х25 МВА без увеличения мощности)	1х25 МВА
7	ПС 220 кВ Кунерма (реконструкция в части замены трансформатора с 1х16 МВА на 1х25 МВА)	1х25 МВА
110 кВ		
8	ПС 110 кВ Семигорск (реконструкция в части замены тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт.)	1х40 МВА
9	ПС 110 кВ Зяба (реконструкция в части замены тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА - 1 шт.)	1х40 МВА
АО «Витимэнерго»		
220 кВ		
10	Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля трансформаторной мощностью 10 МВА (1х10 МВА), Чаянгро трансформаторной мощностью 16,3 МВА (1х10 МВА, 1х6,3 МВА)	1х10 МВА, 1х10 МВА, 1х6,3 МВА
110 кВ		
11	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь (новое строительство)	0,5 км
ООО «Иркутская нефтяная компания»		
220 кВ		
12	ПС 220 кВ Полимер (новое строительство ПС 220 кВ Полимер трансформаторной мощностью 320 МВА и установкой ИРМ 2х25 Мвар)	2х80 МВА (1 этап)
13	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1, №2 (новое строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1, №2 орентировочной протяженностью 7,195 км, 7,13 км)	1х7,195 км; 1х7,13 км
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений		
ОАО «ИЭСК»		
110 кВ		
14	ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6 кВ)	-

№	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов
		ВЛ, км; ПС, МВА (Мвар)
15	ПС 110 кВ Новая Лисиха (новое строительство ПС 110 кВ Новая Лисиха трансформаторной мощностью 2х25 МВА)	2х25 МВА
ОАО «РЖД»		
110 кВ		
16	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой 2Т типа ТДТНЖ -25000/110 на ТДТНЖ-40000/110	1х40 МВА
17	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой 1Т типа ТДТНЖ-25000/110 на ТДТНЖ-25000/110	1х25 МВА
220 кВ		
18	ПС 220 кВ Слюдянка (реконструкция в части замены автотрансформатора на 1х125 МВА без увеличения мощности)	1х125 МВА
ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири		
500 кВ		
19	ПС 500 кВ Усть-Кут (реконструкция с установкой двух ячеек для подключения ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер №1 и 2)	-

В таблице 2.17.3 представлены мероприятия, реализация которых выполнена на 01.01.2021 по несоответствию отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания.

Таблица 2.17.3. Мероприятия, реализация которых выполнена на 01.01.2021 по несоответствию отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания

№ п/п	Наименование объекта	Наименование выключателя, отключающая способность которого меньше существующих уровней ТКЗ
1	ПС 220 кВ Правобережная	В-110 Урик А, В-110 Урик Б
2	Братский ПП 500 кВ	В Р-1, ВВМ-500Б

Мероприятия по развитию объектов электроэнергетики на 2021 год с обоснованием включения в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области и сроками реализации приведены в таблицах 2.17.4-2.17.5.

В таблице 2.17.6 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год 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.

В таблице 2.17.7 приведен дополнительный перечень электросетевых объектов ниже 35 кВ ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год 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 2.17.4. Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/ реконструкции которых запланировано в 2021 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	Реконструкция 2 г/а пов.-лопаст. верт. (СВ 1160/162-68) 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2021	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027 гг.

Таблица 2.17.5. Перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, предусмотренных к выполнению в 2021 году.

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения потребителей						
1	ПС 500 кВ Озерная	1х501	2021	Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (1х501 МВА) до 1503 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
2	ПС 500 кВ Тулун	400 МВА	2021	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой АТ 500/110 кВ мощностью 400 МВА и увеличением трансформаторной мощности с 250 МВА до 650 МВА (1х400)	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Голевская ГРК", АО "Саянскхимпласт", ЗАО "Техноинвест Альянс", ООО "Тулунский завод стеклокомпозитов") (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
3	ПС 220 кВ Столбово	2х40 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
4	ПС 220 кВ Коршуниха	2х200 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух АТ 125 МВА на два АТ 200 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
5	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1, 2, 3, 4*	4х0,5 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
6	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	2х1,17 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
7	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	2х2,011 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
8	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	2х0,168 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
9	ПС 220 кВ Чудничный	2х25 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического	ОАО «РЖД»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	
10	ПС 220 кВ Небель	2х25 МВА В-220-1Т, В-220-2Т	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «РЖД»
11	ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК I и II цепь	14,456 км 14,365 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Тайшет – Опорная», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «ИЭСК»
12	ПС 110 кВ Артёмовская	-	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Артёмовская с сооружением линейной ячейки в ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
13	РП 110кВ Полюс	-	2021	Реконструкция РП 110 кВ Полюс с сооружением ячейки ОРУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
14	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс	0,6 км	2021	Реконструкция с заменой провода участка ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс АС-95 на АС-185	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Друза» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года)	АО «Витимэнерго»
15	ПС 110 кВ Вернинская	-	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Вернинская с сооружением в ОРУ 110 кВ ячейки для подключения ВЛ 110кВ Кропоткинская – Вернинская №2	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО Полюс Вернинское (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31 января	АО «Витимэнерго»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					2020г)	
16	ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс (новое строительство)	19,5 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО Полюс Вернинское (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 31.01.2020)	АО «Витимэнерго»
17	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2 (новое строительство)	19,6 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018)	АО «Витимэнерго»
18	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 (реконструкция с заменой провода)	19,6 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018)	АО «Витимэнерго»
19	ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	н/д	2021	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Высочайший с сооружением участка ВЛ 110 кВ для присоединения к РП 110 кВ Полюс и отсоединением от ПС 110 кВ Кропоткинская с образованием новой ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ПАО «Высочайший»
20	ПС 110 кВ Высочайший	1х16 МВА	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Высочайший с установкой трансформатора 1х16 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ПАО «Высочайший»
21	ПС 110 кВ Невский	1х6,3 МВА	2021	Реконструкция ПС 110 кВ Невский с установкой трансформатора 1х6,3 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Друза» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24.10.2019)	ООО «Друза»
22	ПС 110 кВ Хребтовая	1х40 МВА	2021	Реконструкция с заменой 1Т 25 МВА на Т 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих	ОАО «РЖД»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	
23	ПС 110 кВ Ручей	2х40 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух трансформаторов 25 МВА на 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «РЖД»
24	ПС 110 кВ Усть-Кут	2х40 МВА	2021	Реконструкция с заменой двух Т 25 МВА на два Т 40 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена», утвержденные 25.03.2016)	ОАО «РЖД»
25	ПС 110 кВ Красный	2х10 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», согласованные 24.10.2019)	ООО «Красный»
26	ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	90 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный» (ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», согласованные 24.10.2019)	ООО «Красный»
27	ПС 110 кВ Индустриальная (ЗАО «СЭМЗ»)	1х32 МВА	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО	ЗАО «СЭМЗ»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					«ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	
28	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель-Заводская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Индустриальная	1х1 км	2021	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 15.07.2019)	ЗАО «СЭМЗ»
29	ПС 110 кВ Цесовская	2х40 МВА	2021	Новое строительство с установкой 2-х трансформаторов по 40 МВА	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»	ОАО «ИЭСК»
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений						
30	ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	2021	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 –320С 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 2. Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы)	ОАО «ИЭСК»
31	ПС 110 кВ Дачная	2х25 МВА	2021	Новое строительство с установкой 2-х трансформаторов по 25 МВА	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования	ОАО «ИЭСК»
32	ПС 110 кВ Зеленый берег	2х25 МВА, 2 км	2021	Новое строительство с установкой 2х трансформаторов по 25 МВА и строительством ВЛ 110 кВ – 2 км	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования	ОАО «ИЭСК»
33	ПС 110 кВ Силикатная *либо* ПС 110 кВ Замзор	34 Мвар *либо* 20 Мвар *либо*	2021	Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная) либо	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 20 МВт (Расчеты, СиПР ИО на 2022-2026 гг., проект СиПР ЕЭС 2021-2027 гг.)	ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	и ПС 110 кВ Нижнеудинск *либо* ПС 500 кВ Тулун	400 МВА		Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск либо ПС 500 кВ Тулун (установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун		
34	ПС 500 кВ Тайшет	-	2021	Реконструкция с заменой: - ошиновки марки АС-185/29, разъединителей (3 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 635 А при +2°С; - ошиновки марки АС-185/29, разъединителей (4 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 642 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор)	Недопущение токовых перегрузок проводов ВЛ и подстанционного оборудования (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
35	ПС 500 кВ Тулун	200 МВА (уточняется при проектировании) *или* 400 МВА (уточняется при проектировании)	2021	Замена АТ-2 мощностью 120 МВА (200 МВА – уточняется при проектировании) ПС 500 кВ Тулун с ДДТН не менее 657 А при – 320С, замена коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 (выключатель, разъединители); Альтернативное мероприятие: АОПО для защиты коммутационного оборудования (выключатель, разъединители) ячеек 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 121 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК» ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				или Установка третьего АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун (400 МВА – уточняется при приектировании), установка АОПО с УВ на ОН АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун		
36	ПС 220 кВ Киренга	-	2021	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 20 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
37	ПС 220 кВ Черемхово	Трансформаторы тока	2021	Замена ТТ 110 кВ в ячейках АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Черемхово	Недопущение токовых перегрузок оборудования ПС 220 кВ Черемхово (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
38	ПС 220 кВ Коршуниха	-	2021	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 15 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
39	ПС 110 кВ Оса (24 Мвар) ПС 110 кВ Новая Уда (30 Мвар) ПС 110 кВ Свирск (20 Мвар) (количество, мощность и место установки БСК уточнить при проектировании)	74 Мвар	2021	Установка БСК на ПС 110 кВ Оса (2х12 Мвар), ПС 110 кВ Новая Уда (2х15 Мвар) ПС 110 кВ, Свирск (2х10 Мвар)	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 21 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
40	ПС 110 кВ Урик или ПС 110 кВ Усть-Орда	-	2021	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 38 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
41	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Провод ВЛ	2021	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	Исключение необходимости ввода ГАО в объеме до 30 МВт (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
42	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	Провод ВЛ	2021	Замена провода марки АС-120/19 ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на		ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				провод с пропускной способностью не менее 480 А и 644 А соответственно при +18 °С		
43	ПС 220 кВ Шелехово	Разъединители	2021	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»
44	ПС 110 кВ Южная	В-110 Пивзавод, МКП-110-1000	2021	Замена автоматического выключателя	Расчеты. По результатам расчётов: Iкз(3)(1) = 28,0/26,5 кА при отключающей способности В-110 Пивзавод 26,3 кА	ОАО «ИЭСК»
45	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	30 Мвар	2021	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 (Срок согласно письму РЖД от 21.10.2020 № исх-7064/В-Сиб НТЭ а 2022 г.)	ОАО «РЖД»
Мероприятия по релейной защите и автоматике						
46	ПС 500 кВ Иркутская		2021	Модернизация устройства ПА:	Выполнение мероприятий, определённых	ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				- 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	проектами по созданию (модернизации) ЦСПА, разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики (1. Задание Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири от 16.08.2018 № О4-612-I-1-19-4775 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири». 2. Письмо ОАО «ИЭСК» от 12.10.2018 № 06.001-05-4.23-1421 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири».)	
47	ПС 220 кВ Якурим		2021	Создание устройства РЗ: КСЗ с ТУ Якурим – Ния	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
48	ПС 220 кВ Ния		2021	Создание устройства РЗ: КСЗ с РС Якурим – Ния	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
49	ПС 220 кВ Кунерма		2021	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧБ, МФТО, ДЗ, ТЗНП) (Ш2600 06.506 с ПВЗУ-Е).	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени. (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	ОАО «РЖД»
50	ПС 220 кВ Улькан		2021	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧБ, МФТО, ДЗ, ТЗНП)	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются	ОАО «РЖД»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				(Ш2700 06.604 с ПВЗУ-Е)	ступенчатыми защитами с выдержкой времени (Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.08.2018 № 719 и от 24.12.2019 № 1416)	
51	ПС 220 кВ Коршуниха		2021	Создание устройства ПА: - АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена приведет к перегрузке свыше аварийно допустимых значений ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на величину до 16 % относительно аварийно допустимой токовой нагрузки. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	ОАО «ИЭСК»
52	ПС 110 кВ Гидростроитель		2021	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, установленного 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». (ПД по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской ж.д.»)	ОАО «ИЭСК»
53	ПС 220 кВ Киренга		2021	Создание устройств ПА: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга –	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в зимний период максимальных нагрузок при	ОАО «ИЭСК»

№	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				Кунерма (КК-31)	температуре ПЭВТ при 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)) имеет место превышение ДДТН проводов ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30)) на 8%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт. (Расчеты. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО "ФСК ЕЭС" от 20.03.2019 и от 16.12.2019. Задание Филиала АО "СО ЕЭС" Иркутское РДУ на создание устройств ПА, направленное письмом от 01.06.2020 №Р74-61-П-3-19-1964.)	
54	ПС 220 кВ Коршуниха		2021	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 06.504), установлен в 2019 году (ПД по титулу «Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской ж.д.»)	ОАО «ИЭСК»

* Данное мероприятие реализовано в марте 2021 года

Таблица 2.17.6. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Замена разъединителей 110 кВ на ПС Артемовская без изменения параметров (Н_2063_ВЭ)	2021	-	Исключение рисков отказа
2	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС 110 кВ Артемовская (Н_2066_ВЭ)	2021	-	н/д
ОАО «ИЭСК»				
3	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформатора АТ-9 (фазы А) (без увеличения мощности)	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4
4	Выполнение на ПС 110 кВ Южная изменения коэффициента трансформации трансформатора тока ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь с номинальным током первичной обмотки 600 А на 1000 А. Реконструкция ДЗШ 110 кВ 2 секции шин ПС 110 кВ Южная	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4
5	Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2021	-	Реновация основных фондов
6	Модернизация ПС 110 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
7	Модернизация ПС 110 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
8	Модернизация ПС 110 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
9	Модернизация ПС 110 кВ Баяндай (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели ЭВ 110кВ 5 шт)	2021	-	Исключение рисков отказа
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой реактора 500 кВ Р-2 без изменения параметров	2021	-	Приложение Д Раздел 3.4

Таблица 2.17.7. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на 2021 год

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
1	Реконструкция ПС 35 кВ Верхний Булай (замена трансформаторов на 2х10 МВА)	2021	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Верхний Булай установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 4 года (с 2017-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2017 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 6,96 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) и с учетом перспективной нагрузки (883 кВт) составит: (6,96+(0,883*0,7)/0,9)/(6,3*1,05)*100 = 115 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ В.Булай силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
2	Реконструкция ВЛ-35кВ "Голуметь - Онот" с установкой опор на плавающий фундамент 21шт	2021	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ "Голуметь-Онот". Приведение к требованиям нормативной документации ПП

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 "Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон" и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.
3	Модернизация ПС 35 кВ Баклаши (замена КРУН)	2021		Обеспечение выдачи полной мощности трансформаторов Т-1, Т-2 (типа ТДН-16000/35) путем снятия ограничений по пропускной мощности КРУН-10 кВ
4	Строительство ПС 35 кВ Марково с установкой двух трансформаторов 16 МВА каждый (прирост мощности 32 МВА)	2021		Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей р.п. Марково Иркутского района, исключение перегруза силовых трансформаторов ПС 110 кВ Пивзавод
5	Строительство электрические сети 0,4 кВ д.Новотремино, 2,5км	2021	2,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Новотремино в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения". Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 ("Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон")
6	Строительство Электрические сети 10/0,4 кВ Станция Худоеланская	2021	4,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Ст.Худоеланская в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21,

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения". Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 ("Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон")
7	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)	2021	10 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств нового микрорайона в г. Тулун Иркутской области
8	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)	2021	4 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств нового микрорайона в г. Тулун Иркутской области
9	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	2021	1,26 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Детского сада в п. Куйтун Иркутской области
10	Реконструкция ВЛ 10кВ Порог- Чехово (замена опор дерево на ж/б, провода АС на СИП-3) 5,27 км	2021	5,27 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
11	Реконструкция ВЛ 10кВ Катарбей-Бородинск с заменой опор (35 шт)	2021	-	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
12	Реконструкция ВЛ 04 кВ Вершина (замена опор дерево на ж\б ,провода АС на СИП-3) 1,580	2021	1,58 км	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей, приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013), исключение аварийности в сетях
13	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Бадар-Манут , ТП № 40/100 с. Перфилово, СИП-2,46 км, ТП № 340/250 с. Перфилово, СИП-0,763 км)	2021	2,46 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
14	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 Гадалей – Азей, ТП № 79/250 с. Азей, СИП-1,285 км.)	2021	1,285 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
15	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 Афанасьево-Заусаево, ТП № 422/100 с. Заусаево, СИП- 0,663 км, ТП № 312/250 с. Заусаево, СИП -1,148 км)	2021	1,148 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
16	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Будагово-Вилинск, ТП № 121/160 п. Ключевой, СИП- 0,553 км)	2021	0,553 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
17	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Ц. Хазан- Самара, ТП № 155/250 с. Амара, СИП-0,678км)	2021	0,678 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
18	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Кимильтей- Перевоз, ТП № 72/160 с. Перевоз,СИП-0,670 км)	2021	0,670 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
19	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10, Или-Каранцай, ТП № 457/100 с. Или, СИП-0,984 км)	2021	0,984 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
20	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10кВ Бирюснск-Проточная ТП 10/0,4 кВ № 30/160 кВА с. Старый Акульшет СИП*70- 1,493 км; ТП 10/0,4 кВ № 31/100 кВА с. Старый Акульшет СИП*70- 0,417 км; ТП 10/0,4 кВ № 269/160 кВА с. Старый Акульшет СИП*70- 0,493 км).	2021	0,493 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
21	Реконструкция ВЛ-10 кВ Будагово-Вилинск (замена опор дерево на ж/б - 1,980 км, провода АС на СИП - 0,75 км, провода АС на АС большего сечения - 4,9 км)	2021	4,9 км	Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования.. Год постройки ВЛ-1984 г.. ВЛ выполнена на деревянных опорах, проводом А-25, А-35, А-16. Протяженность фидеров ВЛ 0,4 кВ от 0,6 км. до 0,83 км За все время эксплуатации капитальных ремонтов не проводилось. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (котельная, медпункт, школа, котельная школы, детский сад, СДК, водонапорные башни), а также бытовые потребители п. Мирный. Деревянные стойки опор имеют загнивание сверх допустимых норм в нижней и верхушечной части, в местах крепления крюков. Имеются случаи выпадения крюков, что приводит к нарушению электроснабжения потребителей п. Мирный. Повторные заземления отсутствуют.
22	Строительство объектом электроснабжения на территории Южного массива г. Ангарска.	2021	2,7 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей г. Ангарска
23	Строительство распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ ст.Касьяновка (ВЛ-10 кВ -3 км, ВЛ-0,4 кВ - 5 км, 2 КТПН с ТМ 160 кВА)	2021	5,4 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей д. Касьяновка
24	Строительство сетей 10/0,4 кВ в д.Бахтай Аларского района	2021	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей д. Бахтай Аларского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
25	Электрическая сеть 10/0,4 кВ для электроснабжения ст.Тельма от ВЛ-10 кВ "Тельма-ФКРС" яч.14	2021	-	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
26	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024	-	н/д
27	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024	-	н/д
28	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024	-	н/д
29	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей д. Касьяно
30	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024	-	
31	Строительство электрических сетей для радиологического корпуса онкологического центра в г. Иркутске	2021	6,4 км 3,2 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Онкологического корпуса больницы в г. Иркутске
32	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Баклаши-Смоленщина" (КЛ-10 кВ-1,6 км; ВЛ-10 кВ-2,2 км)	2021	1,6 км 2,2 км	Исключение аварий ВЛ 10 кВ "Баклаши-Смоленщина" связанных с повреждением и пробоем изоляции
33	Реконструкция КВЛ-6 кВ "ПС Глазково - оп. № 1 ВЛ-6 кВ Поселок" (КЛ-6 кВ-1,9 км	2021	1,9 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ "ПС Глазково - Поселок" связанных с повреждением и пробоем изоляции.
34	Реконструкция КВЛ-6 кВ "ВЛ-6 кВ Поселок оп. №7 до ТП-811 (КЛ-6 кВ-1,2 км)	2021	1,2 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
35	Реконструкция КВЛ-6 кВ "РП-15-Поселок" (ВЛ-6 кВ-2,3 км)	2021	2,3 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
36	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №8 - Метролог" (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
37	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №3 - Ясная поляна" (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 6 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
38	Реконструкция ПП-10 кВ "Зеленый берег" (ПП-10 кВ Зеленый берег)	2021	-	Заменить существующий ПП Зеленый берег на ПП-10 кВ с большим количеством ячеек для организации надежной схемы электроснабжения для исключения аварий, а так же снижения времени отключения абанантов, связанных с повреждением линий

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электропередачи
39	Реконструкция ВЛ-10 кВ ПС "М. Падь яч. №7 (КЛ-10 кВ-2,6 км)	2021	2,6 км	Исключение аварий КЛ 10 кВ "ПС Зеленый берег - СНТ Академ сад" связанных с повреждением и пробоем изоляции
40	Реконструкция ВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №5 - Ивушка" (КЛ-10 кВ-1,25 км; ВЛ-10 кВ - 0,35 км)	2021	1,25 км 0,35 км	Исключение аварий ВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №5 - Ивушка" связанных с повреждением и пробоем изоляции
41	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №19 - 2314" (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
42	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная яч. №18 - ПП Березовый Б" (КЛ-10 кВ-2,55 км)	2021	2,55 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
43	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная - СНТ Березняки" (КЛ-10 кВ-2,4 км)	2021	2,4 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
44	Реконструкция КВЛ-10 кВ "ПС Изумрудная - СНТ Медгородок" (КЛ-10 кВ-0,7 км; ПП-10)	2021	0,7 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
45	Реконструкция КЛ-10 кВ ПС 220 кВ Бытовая яч. №218 (КЛ-10 кВ-2 км)	2021	2 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
46	Реконструкция КЛ-10 кВ ПС 220 кВ Бытовая яч. №102 (КЛ-10 кВ-2 км)	2021	2 км	Исключение аварий КВЛ 10 кВ, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
47	Реконструкция ВЛ-6 кВ "ПП-7 - ТП-371" (КЛ-10-1,8 км)	2021	1,8 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
48	Реконструкция ВЛ-10 кВ "ПС Правобережная - ДСУ-5" (КЛ-10 кВ-0,75; ВЛ-10 кВ-3,3 км)	2021	3,3 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
49	Реконструкция ВЛ-10 кВ "ПС Знаменская - ТП-4967" (КЛ-10 кВ-0,75; ВЛ-10 кВ-3 км)	2021	3 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
50	Реконструкция КЛ-10 кВ "РП-41 - ТП-258 А" (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
51	Реконструкци сетей КЛ-10 кВ "РП-41 - ТП-258 Б" (КЛ-10 кВ-2,5 км)	2021	2,5 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
52	Реконструкци КЛ 10 кВ "РП-41 - ТП-2311" (КЛ-10 кВ-2,7 км)	2021	2,7 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
53	Реконструкци КВЛ-6 кВ "ПС Марата - ТП-552 - ТП-657" (КЛ-6 кВ-2 км; модернизация РУ-10 кВ ТП-657-4 ячейки)	2021	2 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
54	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Баклаши-Теплицы" (КЛ-10 кВ- 2,58км)	2021	2,58 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
55	Реконструкция ВЛ-10 кВ "Баклаши-Теплицы" между оп.№43 и оп. №38-17 (ВЛ-10 кВ-1км)	2021	1 км	Исключение аварий, связанных с повреждением и пробоем изоляции.
56	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Столбово с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-25 на СИП2-120 L-0,614 км, замена провода АС-50 на СИП3-120 L-0,44 км, замена провода АС-70 на СИП3-120 L-5,943 км, подвеска втоой цепи)	2021	5,943 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
57	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Церковь с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-4,185 км)	2021	4,185 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
58	«РП№1 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина» (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 0,13 км)	2021	6,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
59	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская - п. Плишкино (протяженностью 9,02км)	2021	9,02 км	Развитие распределительных сетей 10 кВ в районе интенсивной индивидуальной застройки юго-западнее п. Плишкино. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит нужно разукрупнение линий и перевод части нагрузки на ПС 110/10 кВ Покровская.
60	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово -Поселок цепь А (протяженность ВЛ 1,58 км)	2021	1,58 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
61	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово-Садоводство (протяженность ВЛ 3,35 км)	2021	3,35 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
62	Строительство ВЛ-10 кВ Столбово -Хайрюзовка цепь А (протяженность ВЛ 2,27 км)	2021	2,27 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук
63	Реконструкция ВЛ-10 Карлук - Садоводство с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена ВДТ)	2021	-	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Карлук
64	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Лотос с целью повышения качества эл.энергии (установка ВДТ)	2021	-	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
65	Реконструкция ВЛ-10 Хомутово-Поселок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-2,01 км)	2021	2,01 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
66	Строительство ВЛ-10 кВ Покровская-Плишкино с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (заходы на ПС Покровская L= 2х1.3 км): СИП3-120 L-2х1.3 км и выход с ПС кабель АПвПу-10 3х400 L=2х0.16 км.	2021	2,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВГолоустненского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
АО «Витимэнерго»				
67	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит (Н_2061_ВЭ)	2021	-	н/д
68	Замена разрядников на ОПН на ПС 110/35/6кВ (Н_2062_ВЭ)	2021	-	н/д
АО «БЭСК»				
69	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Братске с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	4,89 МВА 4,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
70	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	0,4 МВА 3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
71	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в Чунском районе с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	1,91 МВА 2,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
72	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2021	1,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
73	Строительство электрических сетей напряжением 6 кВ от новой ПС 35/6кВ "Боково" в Ленинском районе города Иркутска	2021	4,75 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
74	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2021	12,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
75	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2021	2,29 МВА 0,5км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
76	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2021	2,06 МВА 3,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
77	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района	2021	4,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
78	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2021	1,53 МВА 2,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
79	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2021	0,4 МВА 2,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
80	Строительство электрических сетей 0,4-10(6) кВ в городе Братске	2021	4,77 МВА 9,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
81	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района	2021	3,8 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
82	Строительство ПС 27,5/10кВ. Распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Парижская Коммуна, Тайшетского района	2021	1,6 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
83	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п. Тагул, д. Сергино, п. Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2021	2,41 МВА 8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

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

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
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 2019 год представленных ТОФСГС по Иркутской области «Иркутскстат».

Сведения по 2020 году в рамках СИПР следует учесть при последующей актуализации по завершении формирования сводной статистической информации.

Основным видом топлива в Иркутской области является уголь с годовым объемом потребления в 2019 году – 12604,43 тыс. тонн. Основным потребителем угля являются тепловые электростанции ООО «Байкальская энергетическая компания». Расход твердого топлива в 2019 году составил 10655,043 тыс. тонн или 84,53 % от общего количества угля, используемого предприятиями Иркутской области, остальное потребление – 1870,7851 тыс. тонн (14,84 %) приходится на коммунальный комплекс региона – муниципальные и ведомственные источники энергии и ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» – 78,6 тыс. тонн (0,63 %).

Выполнив анализ предоставленных данных, можно сформировать отчет об объеме потребления топлива в 2019 году на электростанциях и котельных Иркутской области, тонн условного топлива (т. у.т).

Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2019 году 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	7 571 560	-3 521 044	-2 924 640	-758 204	-
Сырая нефть	24 315 560	-1 686	0	-13 103	-
Нефтепродукты	-	-73 045	-15 395	-268 025	-
Природный газ	6 961 820	-403 008	-410	-30 057	-
Прочее твердое топливо	2 121 233	-201 510	-759 146	-774 074	-
Гидроэнергия и НВИЭ	4 664 220	-4 664 220	-	-	-
Электрическая энергия	-	7 105 660	-	-	-36 480
Тепловая энергия	-	-	3 902 117	1 305 752	663 452
Всего	45 634 393	-1 758 853	202 526	-537 711	626 972

Помимо производства тепловой и электрической энергии порядка 39 277 629 т.у.т вывозится из региона, что составляет 76,9 % от общего произведенного количества. Оставшиеся 23,1 % т.у.т. топливно-

энергетических ресурсов (вышеуказанных видов топлива) используются также на потребление первичной энергии, преобразование топлива (нефти, переработка газа, обогащение угля), сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство, добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства. Структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по секторам промышленности Иркутской области в 2019 году приведена на рисунке 2.19.1.

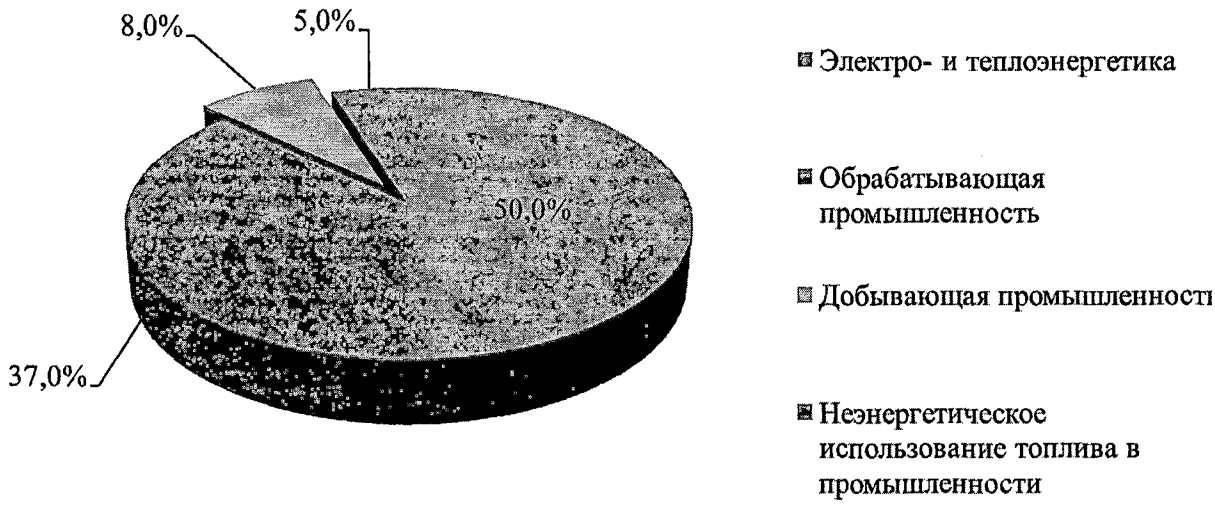


Рисунок 2.19.1. Структура потребления ТЭР по секторам промышленности Иркутской области

По состоянию на 01.01.2020 из 995 котельных:
- 638 работали на угле;
- 29 на жидком топливе;
- 140 на дровах и щепе;
- 179 на электрической энергии;
- 9 на газе.

Расчётная потребность в топливе для теплоисточников коммунального комплекса Иркутской области за 2019 составила:
- в угле 1870,785 тыс. тонн;
- в жидком топливе 82,55 тыс. тонн;
- в электроэнергии 8739,185 млн кВтч;
- в газе – 6579,6 тыс. куб. м;
- в прочем твёрдом топливе (дрова, щепа) 308,171 тыс. тонн.

В таблице 2.19.2 представлен фактический расход топлива котельными за 2019 год, разделенный по видам топлива.

Таблица 2.19.2. Расход топлива котельными за 2019 год.

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Расход топлива				
		Уголь, т/год	Жидкое топливо,	ЭЭ тыс. кВтч	Газ, т. м3	Прочее твердое топливо, т/год
г. Братск	7	96507,9		3343,2	21,6	1499
г. Зима	11	31024		4827		
г. Иркутск	34	401378	38639,7	7498,9		
г. Свирск	4	45473,7				
г. Тулун	24	108399	277	3812,4		
г. Усть-Илимск	3			4796,6		
г. Черемхово	19	12169,6	2200	289,3		
Ангарский район	3		1211	1518,4		
Балаганский район	21	3899				1927
Бодайбинский район	22	77417,6	2686			
Братский район	56	96126,9		7258,8	560	12985
Жигаловский район	14	3114		2034	727	2774
Заларинский район	30	35659		798,4		
Зиминский район	27	11427				
Иркутский район	36	33221	811	15983		1251
Казачинско - Ленский район	11	40069,1				2497
Катангский район	8		1141			
Качугский район	42	3837		1396	353	20326
Киренский район	18	10285	8000			52940
Куйтунский район	44	11795		4570		2608
Мамско-Чуйский р-н	9	27026,5				
Нижнеилимский р-н	26	16651	922	101137,1		105205
Нижнеудинский р-н	79	92715,4		14499,6		11028
Ольхонский район	13	5500		3487,2		1200
Слюдянский район	21	149802		2338,8		
Тайшетский район	63	203194		39539,2		
Тулунский район	38	12421,4		2057,7		1060
Усольский район	37	33099,4	10700	1219,7		244
Усть-Илимский р-н	13	23752,8		24614,5		20485
Усть-Кутский район	21	152743,1	15966	909,9	4918	57173
Усть-Удинский р-н	18	6435		2230		3550
Черемховский район	23	40995		1412		1040
Чунский район	31	47845,2		3265,5		8377
Шелеховский район	16	6463,7		2247		
Аларский район	36	9920,5		1341597		
Баяндаевский район	20	3358		3150		
Боханский район	32	4900		7074200		
Нукутский район	22	4082		1480,8		
Осинский район	18	1300		6271		

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Расход топлива				
		Уголь, т/год	Жидкое топливо,	ЭЭ тыс. кВтч	Газ, т. м3	Прочее твердое топливо, т/год
Эхирит-Булагатский р.	25	6777		55401,6		
Итого	995	1 870 785	82 553,70	8 739 185	6 579	308 171

Таблица 2.19.3. Расход топлива на ТЭЦ по его видам за 2019 год.

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	425	589			425
в том числе: мазут топочный	425	589			425
Уголь	893 079	527 926			893 079
Азейский	440 117	259 812			440 117
Мугунский	427 687	253 180			427 687
Ирбейский	25 275	14 934			25 275
Итого		528 515			
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)					
Нефтетопливо	1 408,10	1 964	94,9	132	1 503
в том числе: мазут топочный	1 408,10	1 964	94,9	132	1 503
Уголь	2 172 266	1 246 672	7 000	3 995	2 179 266
Азейский	661 046	377 303	7 000	3 995	668 046
Мугунский	1 120 362	658 990			1 120 362
Ирбейский	390 858	210 379			390 858
Итого		1 248 636		4127	
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6					
Нефтетопливо	277,75	392	4,15	6	281,9
в том числе: мазут топочный	221,25	312			221,25
масло кабельное	56,5	80	4,15	6	60,65
Газ природный, тыс. куб.м.	13 013,73	14 871,00			13 013,73
Уголь	356 097	193 340	2 024,75	1 099	358 121,75
Ирбейский	356 097	193 340	2 024,75	1 099	358 121,75
Прочие виды топлива	12 804,89	2 725			12 804,89
Итого		211 328		1 105	
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	144,38	200			144,38
в том числе: мазут топочный	144,38	200			144,38
Уголь	534 234,18	345 542	26 000	16 818	560 234,18
в том числе:					
Мугунский	465 872,18	301 045	26 000	16 818	491 872,18
Черемховский	68 362	44 497			68 362
Итого		345 742		16 818	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ					
Нефтетопливо	83,51	118			83,51
в том числе: мазут топочный	83,51	118			83,51
Уголь	204 140	120 311	7000	4 130	211 140
Азейский	108 861,50	64 234	7 000	4 130	115 861,50
Мугунский	94 800	55 792			94 800
Отсев угля	478,5	285			478,5

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
каменного					
Итого		120 429		4 130	
Иркутская ТЭЦ-6					
Нефтетопливо	420,47	591	20,64	29	441,11
в том числе: мазут топочный	420,47	591	20,64	29	441,11
Уголь	851 846	509 518	62	37	851 908
Ирбейский	851 846	509 518	62	37	851 908
Прочие виды топлива, плотн. куб. м	6 476	1 293	350	70	6 826
Итого		511 402		136	
Иркутская ТЭЦ-9					
Нефтетопливо	1 246,30	1 731			1 246,30
в том числе: мазут топочный	1 246,30	1 731			1 246,30
Уголь	1 866 483	1 165 470	26 000	15 162	1 892 483
Азейский	297 454	173 137			297 454
Мугунский	742 055	432 744	26 000	15 162	768 055
Ирбейский	196 898	111 036			196 898
Черемховский	585 872	417 685			585 872
Головинский	44 204	30 868			44 204
из общего кол-ва угля – уголь каменный	630 076	448 553			630 076
Итого		1 167 201		15 162	
Иркутская ТЭЦ-10					
Нефтетопливо	1 322,03	1 822	109,66	154	1 431,69
в том числе: мазут топочный	1 322,03	1 822	109,66	154	1 431,69
Уголь	2 238 586,97	1 394 523			2 238 586,97
Азейский	463 335,90	288 251			463 335,90
Мугунский	865 633,36	530 398			865 633,36
Ирбейский	218 964,20	134 317			218 964,20
Черемховский	617 791,90	393 368			617 791,90
Головинский	72 861,61	48 189			72 861,61
из общего кол-ва угля – уголь каменный	690 653,51	441 557			690 653,51
Итого		1 396 345		154	
Иркутская ТЭЦ-11					
Нефтетопливо	560,45	788			560,45
в том числе: мазут топочный	560,45	788			560,45
Уголь	589 745	371 176			589 745
Азейский	115 553	72 844			115 553
Мугунский	285 333	179 469			285 333
Ирбейский	28 445	17 956			28 445

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
Черемховский	158 805	99 894			158 805
Головинский	1 609	1 013			1 609
из общего кол-ва угля – уголь каменный	160 414	100 907			158 805
Итого		371 964			
Иркутская ТЭЦ-12					
Уголь	91 867	64 830			91 867
Черемховский	80 257	56 542			80 257
Головинский	11 610	8 288			11 610
из общего кол-ва угля – уголь каменный	91 867	64 830			91 867
Итого		64 830			
Иркутская ТЭЦ-16					
Нефтетопливо	114,9	162			114,9
в том числе: мазут топочный	114,9	162			114,9
Уголь	167 561	91 577			167 561
Азейский	33 138	18 132			33 138
Мугунский	20 501	11 168			20 501
Ирбейский	113 922	62 277			113 922
Итого		91 739			
Усть-Илимская ТЭЦ					
Нефтетопливо	190	266			190
в том числе: мазут топочный	190	266			190
Уголь	689 138	445 937			689 138
Жеронский	689 138	445 937			689 138
из общего кол-ва угля – угольканенный	689 138	445 937			689 138
Итого		446 203			

Совокупный расход по видам используемого топлива на ООО «Байкальская энергетическая компания» представлен в таблице 2.19.4.

Таблица 2.19.4. 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	6 192,9	8 623	229,35	321	6 422,24	8 944
Уголь	10655043	6 476 822	68 086,75	41 241	10 723 129,90	6 518 063
Газ природный, тыс. куб. м.	13 013,73	14 871			13 013,73	14 871
Прочие виды	19 280,89	4 018	350	70	19 630,89	4 088
Всего		6 504 334		41 632		6 545 966

Из таблицы 2.19.4 видно, что уголь является преобладающим видом топлива на всех ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания» и составляет 99,64% 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. В целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения населения Министерством сформирован аварийно-технический запас топлива в объеме 159 тыс. тонн топлива. В

целях предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с дефицитом топлива, в течение 2019 года в установленном порядке выделено топливо 14 муниципальным образованиям.

Таблица 2.19.5. Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области за 2019 год, тыс. т у.т

Источник	Всего	Вид топлива			
		Уголь	Жидкое топливо	Природный газ	Прочее твёрдое топливо
Электрические станции, в т.ч.:	**8 209,98**	**6 525,06**	**96,69**	**14,87**	**1 573,37**
ТЭЦ и котельные ООО «Байкальская энергетическая компания»	6 504,33	6 476,82	8,62	14,87	4,02
ТЭЦ АО «Группа Илим»	1 657,18	-	87,83	-	1 569,35
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	48,48	48,24	0,24	-	-
Котельные	**1 338,65**	**1 137,18**	**112,03**	**7,47**	**81,97**
Итого	**9 548,63**	**7 662,24**	**208,71**	**22,35**	**1 655,34**

Фактическое потребление топлива незначительно превышает нормативное. Объем потребления топлива в 2019 году на электростанциях и котельных Иркутской области составляет около 9548,63 тыс. т у. т.

В структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 80,24 %, значительную долю занимают прочие твёрдые виды топлива – 17,34 %, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий, которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий, например, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов. Структура топлива, использованного на производство электрической и тепловой энергии, на источниках области с разбивкой по видам представлена на рисунке 2.19.2.

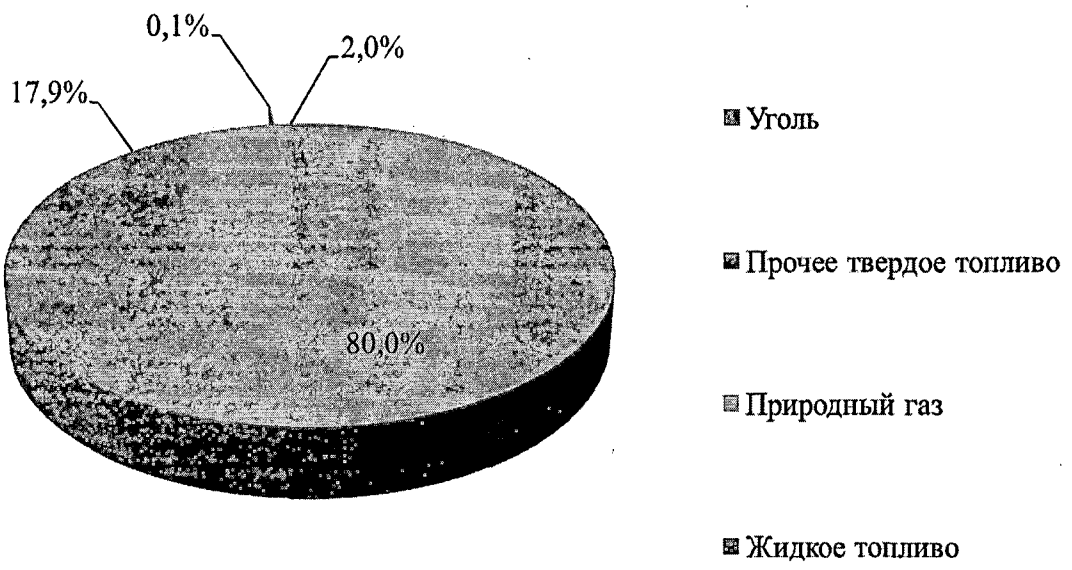


Рисунок 2.19.2. Структура потребления топлива на источниках тепловой и электрической энергии Иркутской области за 2019 год.

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

ЕТЭБ за 2015-2019 гг. (данные по 2020 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 2015-2019 гг. (тыс. т.у.т.)

Наименование показателя	Уголь					Природный газ				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Производство энергетических ресурсов	7 118,80	6 904,40	7 338,30	8 586,70	7 571,56	3 693,78	5 327,80	6 961,82	8 595,84	6 961,82
Ввоз	1 326,00	1 863,20	2 090,50	1 971,60	1 999,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывоз	-1 650,30	-1 081,50	-1 623,50	-1 552,10	-1 527,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Изменение запасов	471,90	17,10	101,60	-201,40	-46,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потребление первичной энергии	**7 266,30**	**7 703,30**	**7 907,00**	**8 804,80**	**7 997,26**	**4 518,80**	**2 896,70**	**7 433,20**	**9 251,70**	**6 961,82**
Статистическое расхождение	0,00	-17,20	295,90	485,20	580,72	881,10	н/д	-106,10	649,30	-587,81
Производство электрической энергии	**-3 215,00**	**-3 104,40**	**-3 422,30**	**-3 778,80**	**-3 521,04**	**-323,70**	**-396,90**	**-363,50**	**-437,70**	**-403,01**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-3 632,80**	**-3 695,20**	**-3 644,70**	**-3 771,80**	**-3 682,84**	**-20,90**	**-20,20**	**-36,90**	**-33,90**	**-30,47**
Теплоэлектростанции	-2 775,20	-2 826,10	-2 798,80	-2 937,80	-2 924,64	-2,20	-2,40	-2,50	-1,10	-0,41
Котельные	-857,60	-869,10	-845,90	-845,00	-758,20	-18,60	-17,80	-34,40	-32,70	-30,06
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	-0,30	-241,70	-143,20	-303,60	0,00	-1,80	н/д	-1,30	-1,60	-1,50
Производство нефтепродуктов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,80		-1,30	-1,60	-1,50
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Уголь					Природный газ				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Обогащение угля	-0,30	-241,70	-143,20	-303,60	-229,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-1 338,60	-2 356,20	-1 847,40
Потери при передаче	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	н/д	-4 450,20	-4 354,60	-4 402,40
Конечное потребление энергетических ресурсов	**418,30**	**497,70**	**400,80**	**465,20**	**212,65**	**3 291,20**	**н/д**	**1 348,80**	**1 418,10**	**864,86**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,90	0,80	0,20	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Промышленность	229,00	254,00	215,10	256,60	0,55	1 136,30	н/д	510,20	683,40	76,36
(C) Добыча полезных ископаемых	54,50	66,20	52,60	86,30	0,00	429,50	н/д	510,20	683,40	76,36
(D) Обрабатывающие производства	174,50	187,80	162,50	170,30	0,55	706,80	0,00	0,00	0,00	0,00
(F) Строительство	2,30	1,70	1,20	1,20	2,48	0,00	н/д	0,00	0,00	0,00
(M+N+O) Сфера услуг	13,90	16,10	14,10	37,40	22,70	0,00	0,00	0,90	1,10	1,00
(99.9) Прочие виды деятельности	65,70	114,10	64,10	58,70	67,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Население	16,70	18,80	17,90	17,30	18,94	10,30	0,00	1,40	1,90	1,90
Неэнергетическое использование	89,70	92,20	88,20	93,20	100,66	2 144,60	н/д	837,60	733,60	785,60

Таблица 2.20.2. Единый топливно-энергетический баланс сырой нефти и нефтепродуктов Иркутской области за 2015-2019 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Производство энергетических ресурсов	22 761,20	26 972,80	26 569,80	26 674,00	24 315,56					
Ввоз	13 425,50	13 900,50	14 039,50	12 792,50	13 685,60	1 676,40	1 448,20	1 386,30	1 999,20	1 611,23
Вывоз	-22 706,00	-26 919,00	-26 530,00	-26 618,20	-23 934,64	-10 698,00	-10 739,00	-11 387,00	-10 489,40	-10 871,80
Изменение запасов	1,40	1,40	1,36	1,30	-0,08	120,30	6,60	-18,20	-13,10	-8,23
Потребление первичной энергии	**13 482,50**	**13 955,60**	**14 080,20**	**12 849,70**	**14 066,45**	**-8 901,30**	**-9 284,20**	**-10 018,90**	**-8 503,30**	**-9 268,80**
Статистическое расхождение	0,00	-1,40	0,00	0,00	27,92	272,50	403,60	-0,60	0,10	246,97
Производство электрической энергии	**-3,20**	**-2,20**	**-2,70**	**-2,20**	**-1,69**	**-53,10**	**-59,50**	**-76,20**	**-82,20**	**-73,05**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-26,40**	**-21,20**	**-21,60**	**-15,20**	**-13,10**	**-258,00**	**-365,90**	**-314,00**	**-316,90**	**-283,42**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-19,90	-16,00	-14,90	-12,70	-15,40
Котельные	-26,40	-21,20	-21,60	-15,20	-13,10	-238,10	-349,90	-299,10	-304,20	-268,03
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	-13 426,00	-13 901,00	-14 040,00	-12 792,50	-13 982,90	12 099,00	13 305,00	14 105,80	12 623,80	13 344,87
Производство нефтепродуктов	-13 426,00	-13 901,00	-14 095,00	-12 792,50	-13 982,90	12 099,00	13 305,00	14 105,80	12 623,80	13 344,87
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
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	0,00	-444,50	-538,10	-327,53
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	**27,4**	**31,8**	**16,5**	**39,70**	**40,84**	**2 614,10**	**3 191,80**	**3 252,80**	**3 183,20**	**3 145,10**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108.2	97.5	97,10	107,00	36,37
Промышленность	24,20	24,00	13,30	36,90	36,59	998,30	1 701,30	1 784,60	1 725,40	1 737,10
(C) Добыча полезных ископаемых	24,20	24,00	13,30	36,90	24,60	332,80	349,60	315,40	351,10	0,98
(D) Обрабатывающие производства	0,00	0,00	0,00	0,00	11,99	665,40	1 351,70	1 469,20	1 374,20	70,04
(F) Строительство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	61,30	79,00	97,70	85,50	87,40
(M+N+O) Сфера услуг	3,20	7,80	3,20	2,80	4,25	291,10	277,90	270,90	250,10	266,30
(99.9) Прочие виды деятельности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	92,70	155,70	112,30	192,60	153,53
Население	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	887,60	781,50	775,90	694,30	750,57
Неэнергетическое использование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	175,00	98,90	114,40	128,20	113,83

Таблица 2.20.3. Единый топливно-энергетический баланс гидроэнергии и нетрадиционные возобновляемые источники энергеии (НВИЭ), а также прочего твердого топлива Иркутской области за 2015-2019 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	НВИЭ					Прочее твердое топливо				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Производство энергетических ресурсов	4 418,50	4 595,80	4 325,40	4 569,40	4 664,22	3 685,50	3 925,30	1 961,60	1 976,80	2 121,23
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	-1,50	5,80	-0,50	-3,00	0,20
Потребление первичной энергии	**4 418,50**	**4 595,80**	**4 325,40**	**4 569,40**	**4 664,22**	**3 684,00**	**3 931,10**	**1 961,00**	**1 973,70**	**2 121,43**
Статистическое расхождение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,80	0,00	0,00	237,77
Производство электрической энергии	**-4 418,50**	**-4 595,80**	**-4 325,40**	**-4 569,40**	**-4 664,22**	**-154,50**	**-187,10**	**-185,50**	**-199,90**	**-201,51**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**-1 585,50**	**-1 631,80**	**-1 635,90**	**-1 647,50**	**-1 533,22**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-777,00	-764,50	-1 344,30	-1 375,70	-759,15
Котельные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-808,50	-867,30	-291,60	-271,80	-774,07
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						-54,80	-60,20	-57,50	-59,70	-58,44
Производство нефтепродуктов						-54,80	-60,20	-57,50	-59,70	-58,44
Переработка газа						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	НВИЭ					Прочее твердое топливо				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Обогащение угля						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери при передаче						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Конечное потребление энергетических ресурсов						**1 889,10**	**2 052,10**	**96,60**	**96,60**	**90,49**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство						8,90	19,40	15,50	15,50	14,83
Промышленность						1 829,80	1 976,10	7,30	7,30	11,99
(C) Добыча полезных ископаемых						0,30	0,30	0,30	0,30	0,00
(D) Обрабатывающие производства						1 829,50	1 975,80	7,00	6,90	11,99
(F) Строительство						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(M+N+O) Сфера услуг						3,50	2,50	2,40	2,40	2,70
(99.9) Прочие виды деятельности						33,90	30,80	33,80	33,80	33,08
Население						4,00	14,50	14,50	14,40	11,85
Неэнергетическое использование						9,00	8,90	23,20	23,10	16,05

Таблица 2.20.4. Единый топливно-энергетический баланс электрической и тепловой энергии Иркутской области за 2015-2019 гг. (тыс. т у.т.)

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Производство энергетических ресурсов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ввоз	1 110,50	667,60	1 147,00	1 045,50	1 096,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вывоз	-607,70	0,00	-517,90	-617,80	-1 355,03	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	**502,90**	**333,10**	**629,10**	**427,70**	**-258,78**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Статистическое расхождение	0,00	334,50	0,00	0,00	88,12	-45,20	-22,50	-33,54	-107,30	381,44
Производство электрической энергии	**5 859,96**	**6 002,37**	**6 144,78**	**6 287,19**	**7 105,66**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Производство тепловой энергии, в том числе:	**-46,00**	**-36,30**	**-22,60**	**-20,90**	**-36,48**	**5 137,70**	**5 534,20**	**5 371,50**	**5 468,30**	**5 871,43**
Теплоэлектростанции	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 329,50	3 567,90	3 476,60	3 634,20	3 902,12
Котельные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 758,00	1 633,40	1 270,50	1 216,10	1 305,75
Электрокотельные и утилизация тепла	-45,96	-36,48	-27,00	-17,52	-36,48	50,30	332,90	624,50	617,90	663,45
Преобразование топлива, в том числе	-55,80	-67,50	-56,30	-53,70	-33,07	-247,00	0,00	-246,50	-240,70	-243,60
Производство нефтепродуктов	-81,83	-69,64	-57,45	-45,26	-33,07	-247,00	0,00	-246,50	-240,70	-243,60
Переработка газа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Обогащение угля	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	-245,40	-247,30	-254,40	-276,70	-312,72	0,00	-273,80	-133,10	-139,40	-182,10
Потери при передаче	-543,40	-615,00	-582,30	-567,80	-641,72	-341,50	-440,60	-340,50	-381,20	-387,43
Конечное потребление энергетических ресурсов	**5 595,20**	**5 699,00**	**5 717,70**	**5 927,50**	**5 734,78**	4 594,40	4 797,30	4 685,00	4 814,20	4 676,86
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	98,80	80,60	79,10	81,80	85,08	70,10	72,80	69,70	68,00	74,24
Промышленность	3 556,00	4 036,70	4 146,40	3 934,90	3 918,50	2 542,30	2 654,00	2 634,50	2 649,10	2 536,98
(C) Добыча полезных ископаемых	303,70	315,20	341,50	342,30	325,68	84,92	86,60	88,28	89,96	86,60
(D) Обрабатывающие производства	3 252,30	3 721,50	3 804,90	3 592,60	3 592,83	2 457,60	2 559,20	2 549,60	2 560,50	2 450,38
(F) Строительство	29,40	34,70	33,00	30,90	32,00	10,00	7,50	7,70	6,50	10,80
(M+N+O) Сфера услуг	428,40	474,60	453,00	529,40	471,35	91,70	78,50	70,80	74,80	106,26
(99.9) Прочие виды деятельности	893,10	465,00	380,70	381,20	530,00	372,30	409,50	425,10	460,20	371,76
Население	589,60	607,30	625,50	969,00	697,85	1 508,00	1 575,00	1 477,30	1 555,50	1 576,82
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.

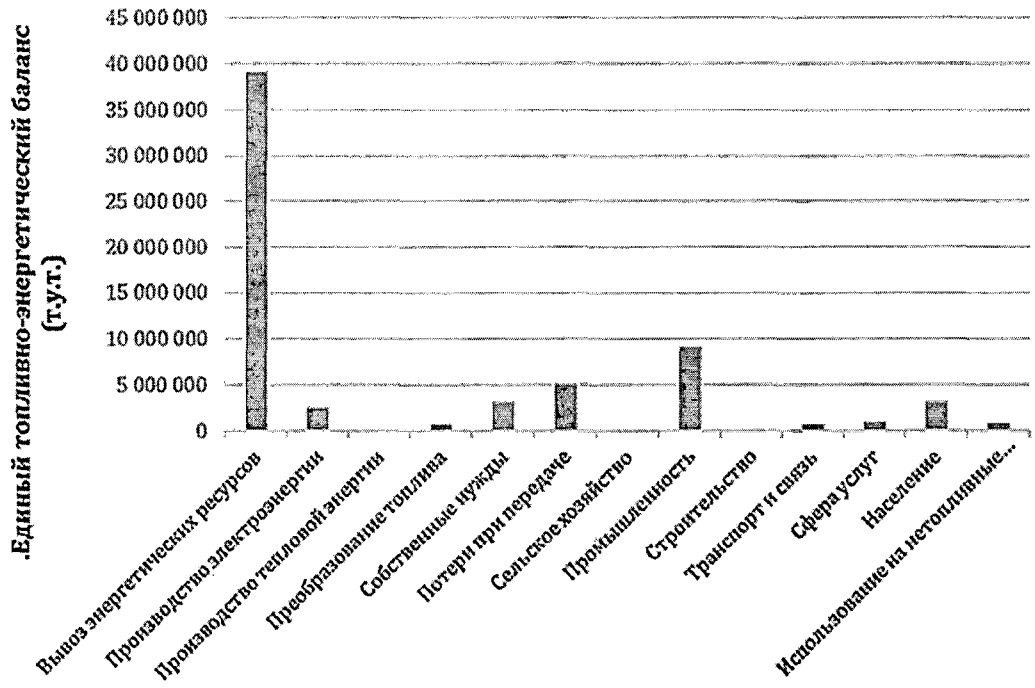


Рисунок 2.20.1. Топливно-энергетический баланс Иркутской области за 2019 год.

По данным Росстата за 2019 год на долю области приходится 6,7 % потребляемого угля в стране, 5,0 % электроэнергии, 3,2 % тепловой энергии.

Доля Иркутской области в СФО более значительна: в потреблении угля 12 %, электроэнергии более 24 %, тепловой энергии – более 21 %. 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

Бодайбинский энергорайон Иркутской области отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения. В состав энергорайона входят Бодайбинский и Мамско-Чуйский административные районы с общей численностью населения 24,359 тысяч человек.

Границы Бодайбинского энергорайона:

- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь;
- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками;
- ПС 220 кВ Пеледуй: ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2.

В Бодайбинский энергорайон входят следующие основные энергообъекты: Мамаканская ГЭС (установленная мощность 86 МВт) и ПС 220 кВ Мамакан. В зимний период гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, в период с 1 февраля по 10 мая – 7,3 МВт.

Основными потребителями являются предприятия золотодобывающей промышленности. Все потребители электрической энергии Бодайбинского энергорайона имеют третью категорию надежности электроснабжения.

В июле 2020 года реализован следующий перечень мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений (в соответствии с Приказом Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125):

- строительство и ввод в работу ОРУ-220 кВ на ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро;
- перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на номинальное напряжение 220 кВ.

Мероприятия по снижению рисков нарушения электроснабжения в Бодайбинском районе, предусмотренные приказом Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125, выполнены в полном объеме, за исключением установки и ввода в работу основных быстродействующих защит на ВЛ 220 кВ транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таксимо.

Выполнение мероприятий ТУ, выданных ПАО «ФСК ЕЭС», позволит увеличить потребляемую мощность существующих и перспективных потребителей.

Мероприятия по усилению сети предусмотрены в проекте СиПР ЕЭС 2021-2027 гг.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение, выданными АО «Витимэнерго» заявителям на 2021 год

запланировано выполнение следующих мероприятий по электросетевому строительству/реконструкции:

- строительство линейной ячейки 110 кВ в ОРУ ПС 110 кВ Артёмовская для подключения ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный;
- строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ РП 110 кВ Полюс для подключения ВЛ 110 кВ Полюс-Высочайший;
- реконструкцию ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 с заменой провода;
- реконструкцию ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская с отпайкой на РП Полюс с заменой провода;
- строительство линейной ячейки 110 кВ в ОРУ ПС 110 кВ Вернинская для подключения ВЛ 110кВ Кропоткинская-Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс;
- строительство ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская №2 с отпайкой на РП Полюс;
- строительство новой ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2.

В связи с началом разработки новых месторождений рудного золота «Чертово Корыто» и «Сухой Лог» потребуется значительное увеличение максимальной мощности Бодайбинского энергорайона. Потребности ГОКов составляют 32 МВт и 229 МВт соответственно. Для ТП ООО «СЛ Золото» (Сухой Лог), в соответствии с утвержденными ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ведется разработка технического задания (ТЗ) на проектирование.

Также на основании письма Министерства от 5.02.2020 № 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.

Кроме Бодайбинского энергорайона риски нарушения электроснабжения в той или иной степени имеются практически во всех других энергорайонах области.

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» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Усть-Илимской ГЭС;

- Иркутской ТЭЦ-9. В КС «Выдача мощности 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» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены пропускной способностью ЛЭП и сетевого оборудования, входящих в схему выдачи мощности блоков 7 и 8 Иркутской ТЭЦ-10.

3.3. Схемно-режимные ситуации, повлекшие за собой выход параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

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

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией (СРС), приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является вывод в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок транзита при температуре ОЗМ-32 при отключении АТ-1 имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ-2, которая составляет 9 % (623 А при номинальном токе 573 А). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 121 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается замена АТ-2 ПС 500 кВ Тулун с заменой коммутационного оборудования ячейки 110 кВ АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Тулун.

3.3.2. Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет

ПС 500 кВ Тайшет принадлежит филиалу ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети. На ПС установлено два АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый. Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет включает в себя электросетевые объекты ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК», ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

- выключатель ВЛ 110 кВ Опорная – Турма на ПС 220 кВ Опорная;

- выключатель ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками на ПС 220 кВ Опорная;

- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41), ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42);

- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58), ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61).

Основными потребителями ПС 500 кВ Тайшет на напряжении 35 кВ являются ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: промышленная и коммунально-бытовая. По стороне 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет питает транзиты 110 кВ Тайшет – Тулун, Тайшет – Опорная, Тайшет – Шарбыш тяговая, Тайшет – Саянская тяговая.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +20°С при отключении ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме с учетом применения схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования: разъединителей (3 шт. ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 6 % (635 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А). Аналогичная ситуация складывается при отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками.

Так же имеет место перегрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 1 % (635 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С).

Для недопущения отмеченных перегрузок предлагается реконструкция с заменой:

- ошиновки марки АС- 185/29, разъединителей (3 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 635 А при +2°С;

- ошиновки марки АС- 185/29, разъединителей (4 шт.) ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 642 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор).

Помимо отмеченной выше проблемы, в районе ПС 500 кВ Тайшет отмечается проблема, связанная с недостаточной пропускной способностью автотрансформаторов ПС 500 кВ Тайшет в схемах единичных отключений. Так, в соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре -32°С при

отключении 2 АТ ПС 500 кВ Тайшет в нормальной схеме имеет место перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшент на 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А (ДДТН=346,44 А)). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт.

Для недопущения отмеченной перегрузки предлагается установка на ПС 500 кВ Тайшет третьего автотрансформатора мощностью 250 МВА.

3.3.3. 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=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 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 соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и Восточно-Сибирской железной дороги филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается. В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Деление транзита 110 кВ на время ремонта одного из АТ на ПС 220 кВ Лена не может быть реализовано ввиду наличия потребителя первой категории, получающего питание от ПС 220 кВ Лена, так как при аварийном отключении оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Лена произойдет погашение нагрузки потребителя. В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на ПС 110 кВ транзита Коршуниха – Лена в объёме до 15 МВт. Для целей устранения перегрузок предлагается установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН.

3.3.4. 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 –32°С в схеме с отключенной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками имеет место токовая перегрузка оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь:

- ошиновок (марка провода АС-95) на ПС 110 кВ Усть-Орда на 29 % (642 А при АДТН=499 А при –33 °С);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик на 12 % (670 А при АДТН=600 А при –33 °С);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-Орда на 7 % (642 А при АДТН=600 А при –33 °С);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 6 % (670 А при АДТН=630 А при –33 °С);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2 % (642 А при АДТН=630 А при –33 °С);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 2 % (642 А при АДТН=630 А при –33 °С).

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 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.

3.3.5. 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 следующих СРС 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:

- Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;

- Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;

- Шинный (обходной) разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово: I расч = 684 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;

- 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;

- 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;

- 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:

- Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг марки АС-120/19: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;

- Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 0С = 419 А;

- 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;

- Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 521 А;

- ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 0С = 630 А;

- 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;

- 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.

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;

- 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.

Также требуется проведение реконструкции ПС 110 кВ Рассоха, ПС 110 кВ Большой Луг и ПС 110 кВ Подкаменная с реализацией следующих мероприятий:

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

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

- замена ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха –Подкаменная на ПС 110 кВ 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 не менее 644 А при +18°С, замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на трансформаторы тока с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.

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

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ +30°С является 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)).

В отмеченной СРС 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 0С).

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.

3.3.7. 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 –32°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 при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская в единичной ремонтной схеме с отключенным АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово 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).

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)

3.4.1. 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 0С 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.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается установка на ПС 110 кВ Тайшет-Задап БСК мощностью 30 Мвар. Рекомендуемый срок реализации данного мероприятия: 2021 год.

Также для исключения ввода ГАО требуется выполнение дополнительного мероприятия в виде устновки ИРМ на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар. Однако, в соответствии со «Схемой внешнего электроснабжения направления Кузбасс – Дальний Восток на период до 2025 г.» и протоколом Минэнерго от 28.01.2021 № НШ-21пр, было принято решение об установке на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая БСК мощностью 75 Мвар, в связи с чем необходимость дополнительной установки ИРМ на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар исключается.

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

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками.

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –32°С при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН – до 73 кВ.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 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.

3.4.3. 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 ниже АДН (85,6 кВ)

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт.

Для исключения необходимости ввода ГАО предлагается реализация одного из трёх мероприятий:

- Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная;
- Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
- Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун.

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

3.5.1. Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформатора АТ-9 (фазы А) (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 CO2, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов CO, 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 CO2) 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.

Замену фазы «А» АТ-9 планируется выполнить в 2021 году, замену фаз «В» и «С» - в 2022 и 2023 годах соответственно.

3.5.2. Модернизация ПС 110/10 кВ Северная (замена ОД и КЗ 110кВ 2 шт. на выключатели элегазовые 110кВ 2шт, ячейки КРУ-10кВ - 36шт)

Приведение оборудования ПС 110 кВ Северная в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ.

Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Северная, связанных с повреждением оборудования. Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 110 кВ - 2 шт.

Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 10 кВ – 36 шт.

3.5.3. Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Сосновая эксплуатируются с 1986 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое 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), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

3.5.4. Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Студенческая эксплуатируются с 1972 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое 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), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

3.5.5. Модернизация ПС 110/35/10 кВ Косая Степь (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/35/10 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.

3.5.6. Модернизация ПС 110/10 кВ Бохан (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/10 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.

3.5.7. Модернизация ПС 110/35/10 кВ Еланцы (замена выключателей ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели – 2 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/35/10 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.

3.5.8. Модернизация ПС 110/35/10кВ Баяндай (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели ЭВ 110кВ 5 шт)

Выключатели ВМТ 110 кВ на ПС 110/10 кВ «Баяндай» эксплуатируются с 1997 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.

4. 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.

4.1. 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 (например, Бодайбинский район). 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 4.1.1 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 4.1.1. 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,	– Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения; – Развитие на территории Иркутской области рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии.

Приоритетные задачи	Направления решения
включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные и изолированные районы	
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.

4.2. Прогнозы потребления электрической энергии и мощности

Целью настоящего раздела является прогнозная оценка роста электрических нагрузок подстанций энергосистемы Иркутской области на период до 2026 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 и энергию 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 2021-2027 гг.

4.2.1. 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 4.2.1.1.).

Таблица 4.2.1.1. Перечень крупных (мощностью 1 МВт и выше) договоров на присоединение к электрической сети Иркутской области в период 2021-2026 гг.

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
АО «Витимэнерго»									
1	ООО «А/С «Иркутская»	Горный уч. «Анангра» Бодайбинский р-он, в 40 км. от п. Артемовский	2050	ПС 110 кВ Анангра	2022	ПП-211-19	17.06.2019	17.06.2019 / до 17.06.2024	0,8
2	АО «ЗДК «Лензолото»	ВЛ 6 кВ, ЭШ-15/90 № 59 Бодайбинский район, россыпь р. Маракан, левого притока р. Большой Патом	1125	ПС 110 кВ Мараканская	2021	ПП-218-19	20.05.2020	20.05.2020 / до 20.05.2022	0,8
3	ООО «СЛ Золото»	Две ВЛ 6 кВ с КТП для эл. сн. Поселка. Бодайбинский р-он, в 14,5км северо-западнее от п. Кропоткин	7600	ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	ПП-219-19	05.02.2020	27.11.2019 / до 27.11.2024	0,8
4	ООО «Друза»	ГОК Невский. Бодайбинский р-он,	8402	ПС 110 кВ	2022	ПП-221-19	21.08.2019	29.04.2019 /	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		в 8 км северо-западнее от п. Кропоткин		Невский				до 29.04.2024	
5	ПАО «Высочайший»	ГОК Высочайший. Бодайбинский р-он, 40 км севернее п. Кропоткин	10000	ПС 110 кВ Высочайший	2022	ПП-222-19	25.01.2020	29.04.2019 / до 29.04.2024	0,8
6	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 31.01.2024	0,8
7	ЗАО «А/с «Витим»	ПС 35 кВ Жуя. Бодайбинский р-он, в 12 км. от пос. Перевоз, в рамках лицензии на право пользования недрами ИРК № 03626 БЭ.	1125	ПС 110 кВ Перевоз	2021	ПП-230-20	22.04.2020	22.04.2020 / до 22.04.2022	0,8
8	ООО «Красный»	Новая ПС 110 кВ Красный (Иркутская обл., Бодайбинский	15000	ПС 110 кВ Красный	2023	ПП-197-17	04.06.2020	29.04.2020 / до	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		р-н, Бодайбинское участковое лесничество, Артёмовская дача, кВартал №159)						29.04.2025	
9	ФГУП «Администрация гражданских аэропортов (аэродромов)»	Аэропорт, г. Бодайбо, ул. Первомайская, 5	1000	ПС 110 кВ Бодайбинская	2023	ЮЛ-465-20	15.01.2021	н/д	0,4
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»									
10	Общество с ограниченной ответственностью «Киренга»	ТП под строительство и эксплуатацию производственной базы	1200	ПС 110 кВ Киренск	2022	КЭС-20/ЮЛ-20	19.05.2020	19.05.2022	0,9
11	«РУСАЛ Тайшет» ООО	энергопринимающие устройства жилого комплекса в мкр. Центральный	1150	ПС 110 кВ ЗСМ	2021	ТЭС-19/ЮЛ-109	30.06.2019	30.06.2021	0,4
12	Демченко Андрей Андреевич	ВРУ жилого дома	1000	ПС 110 кВ Усть-Орда	2022	УОЭС-20/ФЛ-232	19.08.2020	19.08.2022	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
АО «БЭСК»									
13	УК ИСТ-Групп ООО	Производственная база	1400	ПС 110 кВ Чуна	2021	687/3	11.12.2019	21.10.2021	0,7
ПАО «ФСК ЕЭС»									
14	ЗАО «Техноинвест Альянс»	ПС 220 кВ Зашихинская	37500	ПС 220 кВ Зашихинская	2025	н/д	19.02.2020	н/д	0,8
15	ООО «Голевская горнорудная компания»	Ак-Сугский ГОК	155000	ПС 220 кВ Туманная	2022	743/тп	03.12.2020	н/д	0,8
16	ООО «СЛ Золото»	[921] ПС 220 кВ Витим 3х125 МВА, ВЛ 220 кВ Сухой Лог - Витим I, II цепь	229000	ПС 220 кВ Витим	2023	32/19-ТП-М2	17.12.2019	н/д / до 16.12.2023	0,8
17	ПАО «Газпром»	Ковыткинское ГМК 20 агрегатов 66,5 МВТ 2 тр-ра 220 кВ 126 МВА, 6 тр-ов 110 кВ 132 МВА	56500	ПС 220 кВ Ковыкта	2023	н/д	н/д	н/д	0,9

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
18	АО «Тонода»	[914] ПС 220 кВ Чертово Корыто	32000	ПС 220 кВ Чертово Корыто	2024	н/д	н/д	н/д	0,8
19	ООО «ИНК»	[892] 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	2023	н/д	н/д	н/д	0,9
20	ООО «ИНК»	[826] ПС 220 кВ Полимер с двумя ВЛ 220 кВ от ПС Усть-Кут	150000	ПС 220 кВ Полимер	2022	12/18-ТП-М2	05.04.2018	н/д / до 04.04.2022	0,9
АО «АНХК»									
21	ИП Кочетков А.Ю.	Об.554, г.Ангарск, Первый пром.массив, кВ.17, стр.12/1	2500	УП-10	2021	1420-19	10.12.2019	н/д	0,3
22	АО «АЗКиОС»	КТП1 и КТП2 , г.Ангарск, Первый	3972,3	Участок №1 Иркутской	2021	286-18	12.02.2018	н/д	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		промышленный массив, кВартал 44		ТЭЦ-9 (сш 30 кВ)					
23	ООО «Альфаконстракшн»	Об.956, г.Ангарск, Второй промышленный массив, кВартал 1, стр.6	1700	УП-8	2021	981-20	19.08.2020	н/д	0,7
ОАО «ИЭСК»									
24	ЗАО «РУСАЛ Глобал Менеджмент Б.В.»	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода, Иркутская область, Тайшетский район	1440000 (1 этап - 2021 г (390000,00 кВт); 2 этап - 2022 г (750000,00 кВт); 3 этап (300000,00 кВт) - 2026 г)	ПС 500 кВ Озерная	2021-2026	3/17-ИЭСК	18.09.2017	н/д / до 31.12.2021	0,9
25	ЗАО «Гринфилд»	Сибирский электрометаллургический завод, Иркутская область, город Братск, П 23	90000	ПС 220 кВ СЭМЗ	2023	2/16-ИЭСК	28.09.2016	н/д / до 31.12.2023	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		99 00 00							
26	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	42000	ПС 220 кВ Малая Елань	2025	1/14-ИЭСК	21.05.2014	н/д / до 31.12.2025	0,4
27	ОАО «РЖД»	Тяговая подстанция 220 кВ «Слюдянка», Иркутская область, Слюдянский район, станция Култук	35777	ПС 220 кВ Слюдянка	2021	2/17-ИЭСК	12.05.2017	н/д / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
28	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Чудничный», «Небель», «Звездная», Иркутская область, Казачинско-Ленский район, вблизи разъезда Чудничный ВСЖД (транзит 220 кВ «Лена-Киренга»)	12750	ПС 220 кВ: Чудничный, Небель, Звездная	2021	12/16-ИЭСК	28.10.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
29	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Видим», «Кежма», «Зяба», «Черная», «Коршуниха», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район (транзит 110 кВ «Гидростроитель-Коршуниха»)	16150	ПС 110 кВ: Видим, Кежма, Зяба, Черная, Коршуниха	2021	7/16-ИЭСК	18.05.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
30	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Чуна», «Чукша», «Огневка», «Турма», «Моргудон», Иркутская область, Чунский район, станция Чуна (транзит 110 кВ «Тайшет-Опорная»)	19550	ПС 110 кВ: Чуна, Чукша, Огневка, Турма, Моргудон	2021	276/16-ЭЭС	07.12.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
31	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 220 кВ «Улькан», «Кунерма», Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область, Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы (транзит 220 кВ «Киренга-Кунерма»)	10200	ПС 220 кВ: Улькан, Кунерма	2021	116/16-СЭС	18.05.2016	н/д / до 31.12.2021	0,7
32	ОАО «РЖД»	Тяговые подстанции 110 кВ «Семигорск», «Хребтовая»,	12750	ПС 110 кВ: Семигорск, Хребтовая,	2021	3/16-ИЭСК	28.03.2016	н/д / до	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		«Ручей», «Усть-Кут», Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район (транзит 110 кВ «Коршуниха-Лена»)		Ручей, Усть-Кут				31.12.2021	
33	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	н/д / до 31.12.2022	0,7
34	ООО «АкваСиб»	Завод по производству питьевой бутилированной воды, Иркутская область, Слюдянский район, рабочий поселок Култук, в прибрежной зоне	4900	ПС 220 кВ БЦБК	2022	2147/19-ЮЭС	05.08.2019	н/д / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		озера Байкал							
35	ЗАО «Стройкомплекс»	Жилой комплекс I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 31	4565	ПС 110 кВ Прибрежная	2021	104/15-ЦЭС	06.04.2015	н/д / до 31.12.2021	0,4
36	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	н/д / до 31.12.2022	0,2
37	ООО «БАЙКО»	Завод по розливу воды, Иркутская область, Слюдянский район, р.п. Култук, в прибрежной зоне оз. Байкал	2200	ПС 220 кВ БЦБК	2022	3295/17-ЮЭС	05.12.2017	н/д / до 31.12.2022	0,7
38	Ткачук Надежда	Нежилое здание, г. Ангарск, м/н	2000	ПС 110 кВ	2023	237/14-	18.01.2014	н/д /	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	Викторовна	Старица		Прибрежная		ЦЭС		до 31.12.2023	
39	ООО «Ангара-ТимберЛайн»	Деревообрабатывающий цех с мастерскими, Иркутская область, г. Иркутск, тер. Энергопоезд, 1	2000	ПС 220 кВ Левобережная	2021	389/18-ЮЭС	19.02.2018	н/д / до 31.12.2021	0,9
40	ООО «АктивЭнерго»	Сооружения электроэнергетики (ТП № 4648 и кабельные линии), Иркутская область, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 1	1658	ПС 110 кВ Городская	2021	4510/18-ЮЭС	04.12.2018	н/д / до 31.12.2022	0,4
41	ДНП «СОЮЗ»	Дачные дома (84 дома), Иркутская область, Иркутский район, Иркутской лесничество, Хомутовское участковое лесничество	1260	ПС 110 кВ Новая Лисиха	2021	6796/14-ВЭС	20.11.2014	н/д / до 31.12.2021	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		«Пригородная дача», квартал 140(выд.6,7,8,12,14)							
42	Кондрашов Владимир Иванович	Производственно-складская база, Иркутская область, в Куйбышевском районе г. Иркутска по ул. Карпинская, 85	1000	ПС 220 кВ Восточная	2021	316/18-ЮЭС	01.03.2018	н/д / до 31.12.2021	0,4
43	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	н/д / до 31.12.2022	0,4
44	ДНТ «Рассвет»	Дачные дома, Иркутская область, Иркутский район, 1,5 км. юго-западнее п. Плишкино	4900	ПС 110 кВ Пивовариха	2023	3141/19-ВЭС	22.10.2019	н/д / до 31.12.2023	0,2
45	ДНП «Рассвет»	Дачные дома, Иркутская область, Иркутский район,	2610	ПС 110 кВ Оёк	2021	2228/20-ВЭС	10.08.2020	н/д / до	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		юго-западная окраина д. Черемушка						31.12.2021	
46	Общество с ограниченной ответственностью «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	2021	2899-ОУ/20-ВЭС	15.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
47	Капицына Любовь Александровна	ВРУ Жилого дома, Иркутская область, Боханский район, с. Тихоновка, ул. Подстанция, д. 5	2000	ПС 110 кВ Тихоновка	2021	3666/20-ВЭС	19.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2
48	Ши Шучжень	Энергопринимающие устройства с ТП 630 кВА, Иркутская область, Иркутский район, поле «Репное», юго-западнее с. Столбово	4000	ПС 220 кВ Столбово	2021	3762/20-ВЭС	22.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,9

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		(пашня)							
49	ГКУ «СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ»	Многокваартирные жилые дома в количестве 21 шт., Иркутская область, г.Тулун	1356	ПС 110 кВ Азейская	2021	303/19-ЭЭС	12.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
50	АО «Саянскхимпласт»	ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ - 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	3000	Ново-Зиминская ТЭЦ	2022	113/20-ЭЭС	08.04.2020	н/д / до 31.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		Промышленный узел, промплощадка							
51	ООО «СПЕЦКАМЕНЬСИБИРЬ»	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	2021	136/20-ЗЭС	29.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,8
52	ИП Новиков Лев Геннадьевич	Земельный участок для промышленной деятельности, Иркутская область, г.Саянск, промышленный узел, база стройиндустрии, квартал XV, 107	4950	ПС 110 кВ Стройбаза	2021	137/20-ЗЭС	29.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
53	Акционерное общество	ПС 110/10 ГПП-1 (ВЛ 110 кВ Новозиминская ТЭЦ	4000	Новозиминская ТЭЦ	2021	319/20-ЗЭС	13.08.2020	н/д / до	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	«Саянскхимпласт»	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						31.12.2021	
54	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	2021	396/20-ЗЭС	17.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
55	АО «ЦОД	Центр обработки	110000	ПС 500 кВ	2023	5/18-ИЭСК	19.06.2019	н/д /	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	«Иркутскэнерго»	данных, Иркутская область, Братский район, пос. Турма, на территории существующей ПС 500 кВ БПП,		БПП				до 31.12.2023	
56	ПАО «Иркутскэнерго»	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	2021	6/18-ИЭСК	27.08.2018	н/д / до 31.12.2021	0,7
57	ООО «ТЗС»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/10 кВ ТЗС, Иркутская область, г. Тулун, ул. Совхозная, 24г Завод стеклокомпозитов	19500	ПС 500 кВ Тулун	2023	13/18-ИЭСК	29.12.2018	н/д / до 31.12.2023	0,7
58	АО «Саянскхимпласт»	ПС 110/10/10 кВ ГПП-3, Иркутская область, город	36800	ПС 110 кВ ГПП-3	2023	1/19-ИЭСК	25.02.2019	н/д / до	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		Саянск, Промплощадка						31.12.2023	
59	ЗАО «СЭМЗ»	ЛЭП 110 кВ с ПС 110/6 кВ для промышленного комплекса, Иркутская область, г. Братск, П 26 21 00 00	37000	ПС 110 кВ Гидростроитель	2023	3/19-ИЭСК	18.06.2019	н/д / до 31.12.2023	0,7
60	ООО ТК «Саянский»	Понизительная подстанция ПС-110/10 кВ; РУ 10 кВ в ТП14-2х1250 кВА-10/0,4 кВ., Иркутская область, Муниципальное образование «город Саянск», г. Саянск, автодорога Подгорная, № 5	22891	ПС 110 кВ Тепличная	2021	5/19-ИЭСК	21.11.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
61	ООО «ДеКом»	Производство брикет, производственные помещения,	2475	ПС 110 кВ Промбаза	2021	58/19-СЭС	12.03.2019	н/д / до	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		г.Братск, Промплощадка Браз/БЛПК, район 23 разъезда						31.12.2021	
62	ООО «Ангара плюс»	Трансформаторная подстанция КТП-2х1600кВА, г.Братск, ж.р.Чекановский, ул.Дорожная, 4	3200	ПС 110 кВ Городская (СЭС)	2021	128/19-СЭС	23.05.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
63	ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	ПС 110 кВ Причалы, Иркутская область, г. Усть-Кут, Толстый мыс на 75 м на север от автодороги Усть-Кут-В-Марково 18 км	4600	ПС 220 кВ Лена	2021	263/19-СЭС	17.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
64	ООО «Русфорест Магистральный»	Двухтрансформаторной подстанции 2х6300 кВА 35/10, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, п. Магистральный, ул.	4500	ПС 220 кВ Киренга	2021	191/20-СЭС	13.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		Заводская, уч. 2							
65	АО «Ангарская нефтехимическая компания»	об. 554 ИП Кочетков А.Ю., Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив	2500	ПС 220 кВ УП-15	2021	604/19-ЦЭС	22.08.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7
66	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 Технопарк	2024	744/19-ЦЭС	27.12.2019	н/д / до 31.12.2024	0,7
67	Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания»	УП-8, Иркутская область, г. Ангарск, Второй промышленный массив, кв. 1, стр. 6	1700	ПС 220 кВ УП-15	2021	151/20-ЦЭС	09.04.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7
68	Общество с ограниченной ответственностью «Дорожная служба Иркутской области»	КТПН 6/0,4 для электроснабжения ПДСУ карьера «Ершовский», Иркутская область, Муниципальное	1512	ПС 220 кВ Черемхово	2021	734/20-ЦЭС	12.11.2020	н/д / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		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							
69	ООО «СК Энергия»	Многоэтажные жилые дома с подземной автостоянкой в Правобережном округе города Иркутска по ул. Братская» 1-6 очереди строительства. Блок-секции №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13,14,15, подземная автостоянка, подземная автостоянка блоки	1348	ПС 220 кВ Восточная	2021	3832/18-ЮЭС	28.01.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		А, Б, ТП, Иркутская область, город Иркутск, Куйбышевский район, улица Братская							
70	ООО «Мечта»	Многоквартирные дома с автостоянками в границах улиц Сурикова, Марата, Цесовская набережная в Правобережном округе г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Сурикова, 21а	1300	ПС 110 кВ Кировская	2021	4462/18-ЮЭС	29.11.2018	н/д / до 31.12.2021	0,4
71	ООО «СЗ «Сокольники»	Группа жилых домов, Иркутская область, г Иркутск (мкр. Топкинский)	1490,5	ПС 220 кВ Правобережная	2021	99/19-ЮЭС	22.01.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
72	ООО «Бетта»	Компьютерный дата-центр, Иркутская	4800	ПС 220 кВ	2021	557/19-	06.03.2019	н/д /	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)		Восточная		ЮЭС		до 31.12.2021	
73	ООО «Гамма»	Компьютерный дата-центр, Иркутская обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)	4800	ПС 220 кВ Восточная	2021	558/19-ЮЭС	06.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
74	ООО «ИРКЛАЙФ»	Компьютерный дата-центр, Иркутская обл., г. Иркутск (ул. Баррикад, 120)	4800	ПС 220 кВ Восточная	2021	559/19-ЮЭС	06.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
75	КУМИ Иркутского района	Школа на 1275 мест в рабочем поселке Маркова Марковского МО Иркутского района: I этап-КНС, II этап-школа на 1275 мест, III этап-наружное освещение, Иркутская область, Иркутский район	1016,16	ПС 110 кВ Пивзавод	2021	773/19-ЮЭС	22.03.2019	н/д / до 31.12.2021	0,2
76	Муниципальное бюджетное	Школа, Иркутская обл., Шелеховский	2150	ПС 220 кВ	2021	1015/19-	09.04.2019	н/д /	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	общеобразовательное учреждение Шелеховского района «Шелеховский лицей»	район, с. Баклаши, ул. Ангарская, д. 104		Светлая		ЮЭС		до 31.12.2021	
77	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	7623,68	ПС 220 кВ Правобережная	2023	1430/19-ЮЭС	13.05.2019	н/д / до 31.12.2023	0,7
78	ОАО «РЖД»	Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП) Блок № 5, Иркутская область, г. Иркутск,	1350	ПС 110 кВ Глазково	2021	2399/19-ЮЭС	15.07.2019	н/д / до 31.12.2021	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		ул. Маяковского, 23, 25, 25А							
79	ООО «СЗ Гранд-Строй»	«Группа многоквартирных жилых домов со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземными автостоянками, уличным освещением и КНС по ул. Байкальская в Октябрьском районе г. Иркутска», Иркутская область, г. Иркутск (Октябрьский район, ул. Байкальская)	1413,4	ПС 110 кВ Приморская	2021	3146/19-ЮЭС	05.09.2019	н/д / до 31.12.2021	0,4
80	КУМИ Иркутского района	«Средняя общеобразовательная школа на 1550 учащихся в р.п.	1200	ПС 110 кВ Изумрудная	2022	658/20-ЮЭС	04.03.2020	15.06.2020 до 31.12.2022	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		Марково Марковского муниципального образования (мкр. Березовый)», Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова, между мкр. Николов Посад и мкр. Березовый							
81	ООО «Иркутск Девелопмент»	жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, Кировский район, ул. Сурикова, 23	4500	ПС 110 кВ Кировская	2021	1978/20-ЮЭС	20.07.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
82	ООО «Специализированный застройщик «Флагман»	многоэтажная жилая застройка (высотная застройка), Иркутская область, г. Иркутск	1009	ПС 220 кВ Байкальская	2022	2207/20-ЮЭС	28.07.2020	н/д / до 31.12.2022	0,4
83	Общество с ограниченной ответственностью	многофункциональный жилой комплекс с административными	1900,4	ПС 110 кВ Спутник	2022	1334/20-ЮЭС	29.05.2020	н/д	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	«СИБИРКСТРОЙ»	помещениями и подземной автостоянкой. Блок-секция 1, 2, 3., Иркутская область, г. Иркутск, Свердловский район, ул. Сеченова							
84	Винокуров Андрей Владимирович	объект незавершенного строительства, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Советская, д. 115/1	1315,9	ПС 220 кВ Восточная	2021	2581/20-ЮЭС	24.08.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
85	Общество с ограниченной ответственностью «Исток А»	здание гостиницы, Иркутская область, Иркутский район, р.п. Листвянка, ул. Исток Ангары, д.11	1000	ПС 110 кВ Туристская	2021	2743-ОУ/20-ЮЭС	01.09.2020	н/д / до 31.12.2021	0,4
86	Дачное некоммерческое товарищество «Солнечный берег»	группа жилых домов, Иркутская область, Иркутский район, 9 км Байкальского тракта,	1000	ПС 110 кВ Приморская	2021	3687-ОУ/20-ЮЭС	09.10.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		на южной окраине п. Новая Разводная							
87	Общество с ограниченной ответственностью «Финансово-Строительная компания «ДомСтрой»	группа жилых домов (3 очередь) и наружное освещение, Иркутская область, г. Иркутск (Ленинский район, мкр. Березовый)	1900	ПС 220 кВ Бытовая	2022	3812/20-ЮЭС	07.10.2020	н/д / до 31.12.2022	0,4
88	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «ДЕСС-Инвест»	«Многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями, расположенные по адресу: г. Иркутск, ЖК между ул. Култукская и Лызина», «Детский сад в границах ул. Лызина и ул. Култукская Куйбышевского	1600	ПС 110 кВ Городская	2021	4438/20-ЮЭС	19.11.2020	н/д / до 31.12.2021	0,2

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
		района г. Иркутска», Иркутская область, г. Иркутск, ул. Култукская							
89	АО «Железнодорожник»	Цех переработки молока	1500	ПС 110 кВ ЗГО	2022	Заявка на тех. присоединение №12004/20	25.08.2020	н/д / до 31.12.2022	0,7
90	ФКП «УЗКС МО РФ»	Комплекс зданий и сооружений Министерства обороны РФ	9000	ПС 110 кВ Звезда	2022	№ 12/18-ВЭС	н/д	н/д / до 31.12.2022	0,7
91	ЗАО «Электросеть»	ПС 110 кВ ПГВ	15500	ПС220 кВ Опорная	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
92	ООО «ВостСибСтрой»	ТП 10 кВ для электроснабжения ЖК «Луговое»	6770	ПС 110 кВ Пивзавод	2021	н/д	06.08.2012	н/д	0,4
93	ООО «МФЦ Капитал»	РП 10 кВ	12000	ПС 110 кВ Еловка	2023	н/д	27.12.2012	н/д	0,7
94	Общество с ограниченной	Производственная база, Иркутская	3370	ПС 110 кВ	2021	4337/20-	21.12.2020	21.12.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
	ответственностью «Снабжение»	область, Иркутский район		Карлук		ВЭС			
95	Общество с ограниченной ответственностью «Иркутск Девелопмент»	Жилой комплекс, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Сурикова 23	3321	ПС 110 кВ Кировская	2021	888/19-ЮЭС	21.06.2019	19.04.2019 / до 21.06.2021	0,4
96	Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкалье»	Жилой дом, Иркутская обл., г. Иркутск, р-н Кировский, ул. Цесовская Набережная, 8	4779	ПС 110 кВ Кировская	2021	1782/19-ЮЭС	10.09.2019	10.07.2019 / до 10.09.2021	0,2
97	МУ «УКС г.Иркутска»	Пристрой к зданию роддома+стр пл 200 кВт шины 6 кВ РП-67, Иркутск, ул. Сурикова, дом 16	2400	ПС 110 кВ Кировская	2021	3321/19-ЮЭС	15.09.2019	15.09.2019 / до 15.09.2021	0,2
98	Общество с ограниченной ответственностью «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 21.01.2022	0,7

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода*	Номер договора	Дата подписания договора	Дата утверждения и срок действия ТУ на ТП	Коэффициент реализации (Кр)
99	Общество с ограниченной ответственностью «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 21.01.2022	0,7
100	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
101	Акционерное общество «Корпорация развития Иркутской области»	Нежилые здания	30000	ПС 110 кВ Чистые Ключи	2024	3469/19-ЮЭС	19.02.2020	н/д	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

4.2.2. 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 2021-2027 (таблица 4.2.2.1).

В прогнозе потребления на 2022-2026 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 года»

Таблица 4.2.2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период

Показатели	**д. изм.**	**020 факт**	**021**	**022**	**023**	**024**	**025**	**026**
Потреблени е электроэнергии	лрд кВт*ч	5,98	7,52	2,88	5,80	6,34	6,34	6,95
Годовые темпы прироста		2,77	,75	,32	,64	,82	0,01	,91
Собственны й максимум потребления	Вт	326	804	030	556	620	632	687
Годовые темпы прироста		,90	,74	,57	,83	,67	,12	,57

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2021-2026 годы составляют 3,08 % и 2,58 % соответственно.

В таблице 4.2.2.2 приведен прогноз потребления мощности и электроэнергии на период 2021-2026 гг. с разделением по энергорайонам Иркутской области.

Таблица 4.2.2.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период с разделением по энергорайонам

Энергорайон	021	022	023	024	025	026
Потребление электрической энергии, млрд кВт*ч						
Братский энергорайон	5,39	0,38	1,25	1,36	1,33	1,39
Усть-Илимский энергорайон	,33	,39	,03	,13	,14	,15
Иркутско-Черемховский энергорайон	1,91	2,10	2,89	3,00	3,00	3,09

Тулуно-Зиминский энергорайон	,87	,94	,56	,61	,61	,62
Бодайбинский энергорайон	,02	,07	,07	,24	,26	,70
Потребление электрической мощности, МВт						
Братский энергорайон	535,20	718,20	862,70	871,00	874,40	881,10
Усть-Илимский энергорайон	76,80	91,00	15,90	18,00	18,70	20,10
Иркутско-Черемховский энергорайон	638,70	655,10	791,60	803,10	810,20	818,30
Тулуно-Зиминский энергорайон	29,80	33,10	52,60	53,90	54,70	56,50
Бодайбинский энергорайон	23,40	32,50	33,10	73,90	74,10	11,00

Прогноз потребления электрической энергии (млрд кВт*ч) по энергорайонам показал, что наибольший прирост электропотребления на 2026 год наблюдается в Братском энергорайоне и составляет 6,0 млрд кВт*ч. Наименьший прирост электропотребления на 2026 год наблюдается в Бодайбинском энергорайоне и составляет 0,7 МВт. Приросты электропотребления на 2026 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах составляют 0,8 млрд кВт*ч, 1,2 млрд кВт*ч, 0,8 млрд кВт*ч соответственно.

Прогноз потребления электрической мощности (МВт) по энергорайонам показал, что наибольший прирост на 2026 год наблюдается в Братском энергорайоне и составляет 345,9 МВт. Наименьший прирост на 2026 год наблюдается в Бодайбинском энергорайоне и составляет 87,6 МВт. Приросты мощности на 2026 г. в Усть-Илимском, Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах составляют 143,3 МВт, 179,6 МВт, 126,7 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), ЦОД (ПС 220 кВ Сибирская), РЖД; Иркутско-Черемховский энергорайон – ЦОДы, жилые комплексы, РЖД; Тулунско-Зиминский энргорайон – ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов», ООО ТК «Саянский», ЗАО «Техноинвест Альянс» (Зашихинское), РЖД.

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

В соответствии с Приложением №3 проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 («Объемы и структура вводов генерирующих объектов и(или) генерирующего

оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2020-2026 годы»):

- на ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения в 2023 году запланирован ввод в эксплуатацию одного турбогенератора установленной мощности 66,5 МВт;

- на ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания» в 2023 году запланирован ввод 16 газоперекачивающих агрегатов установленной мощностью 9 МВт каждый.

В соответствии с Приложением №4 проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 («Объемы и структура модернизации объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2020-2026 годы»):

- в период с 2021 по 2024 годы запланирована модернизация гидроагрегатов 1, 2, 7, 8 на Иркутской ГЭС с увеличением установленной мощности на каждом гидроагрегате на 22,9 МВт соответственно;

- в 2022 году запланирована модернизация турбогенератора 1 Иркутской ТЭЦ-6 с увеличением установленной мощности на 5 МВт.

Данные об изменении установленных мощностей объектов генерации на территории Иркутской области представлены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1. Перечень новых энергоблоков, а также планы по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования в Иркутской области до 2026 года.

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
1	Иркутская ГЭС	1	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2022	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
2	Иркутская ГЭС	7	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2023	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
3	Иркутская ГЭС	8	ПЛ 577-ВБ-720	ООО «ЕвроСибэнерго-Гидрогенерация»	2024	82,8	105,7	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
4	Иркутская ТЭЦ-6	1	ПТ-60-130/13	ООО «Байкальская энергетическая компания»	2022	60	65	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
5	ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения	1	ГТ-67(Т)	ПАО «Газпром»	2023	0	66,5	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
6	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	1	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
7	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	2	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
8	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	3	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
9	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	4	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
10	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	5	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
11	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	6	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
12	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	7	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
13	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	8	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
14	ТЭЦ «Иркутская нефтяная	9	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
	компания»							
15	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	10	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
16	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	11	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
17	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	12	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
18	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	13	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
19	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	14	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
20	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	15	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027
21	ТЭЦ «Иркутская нефтяная компания»	16	ТЭЦ ГПА-9	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2023	0	9	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027

Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/ реконструкции которых запланировано в 2021 году (в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021-2027 гг.) приведены в разделе 2.17, стр. 68.

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2021-2027 других изменений установленных мощностей, а также модернизации и перемаркировки генерирующего оборудования на территории Иркутской области не запланировано.

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

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Иркутской области приведена в таблицах 4.4.1-4.4.2.

Таблица 4.4.1. Баланс электроэнергии по территории Иркутской области на период 2020-2026 гг. (млрд кВт*ч)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электроэнергии	55,98	57,52	62,88	65,80	66,34	66,34	66,95
Выработка электроэнергии	59,69	56,26	60,52	62,28	62,78	62,79	62,90
Число часов использования максимума нагрузки, час	6724	6534	6964	6886	6896	6887	6911
Сальдо перетоков	-3,71	1,26	2,37	3,52	3,56	3,55	4,05

Таблица 4.4.2. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Иркутской области за период 2020-2026 гг. (МВт)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум потребления мощности	8325,80	8804,00	9030,00	9556,00	9620,00	9632,00	9687,00
Установленная мощность, в т.ч.:	13041,10	13064,00	13091,90	13325,30	13348,20	13348,20	13348,20
ГЭС	9088,40	9111,30	9134,20	9157,10	9180,00	9180,00	9180,00

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ТЭС	3952,70	3952,70	3957,70	4168,20	4168,20	4168,20	4168,20
Располагаемая мощность	11735,10	12619,30	12647,20	12801,60	12824,50	12824,50	12824,50
Избыток (+)/Дефицит (-)	1596,30	3815,30	3617,20	3245,60	3204,50	3192,50	3137,50

*сальдо-переток принят с учетом фактической генерации

При принятой концепции развития региона баланс мощности в период 2021-2026 гг. будет складываться с убывающим профицитом, баланс электроэнергии в период 2021-2026 гг. с возрастающим дефицитом (рисунок 4.4.1 и 4.4.2), что связано с ежегодным увеличением потребления электроэнергии и мощности, а также увеличением установленной мощности на 255,1 МВт в целом по энергосистеме.

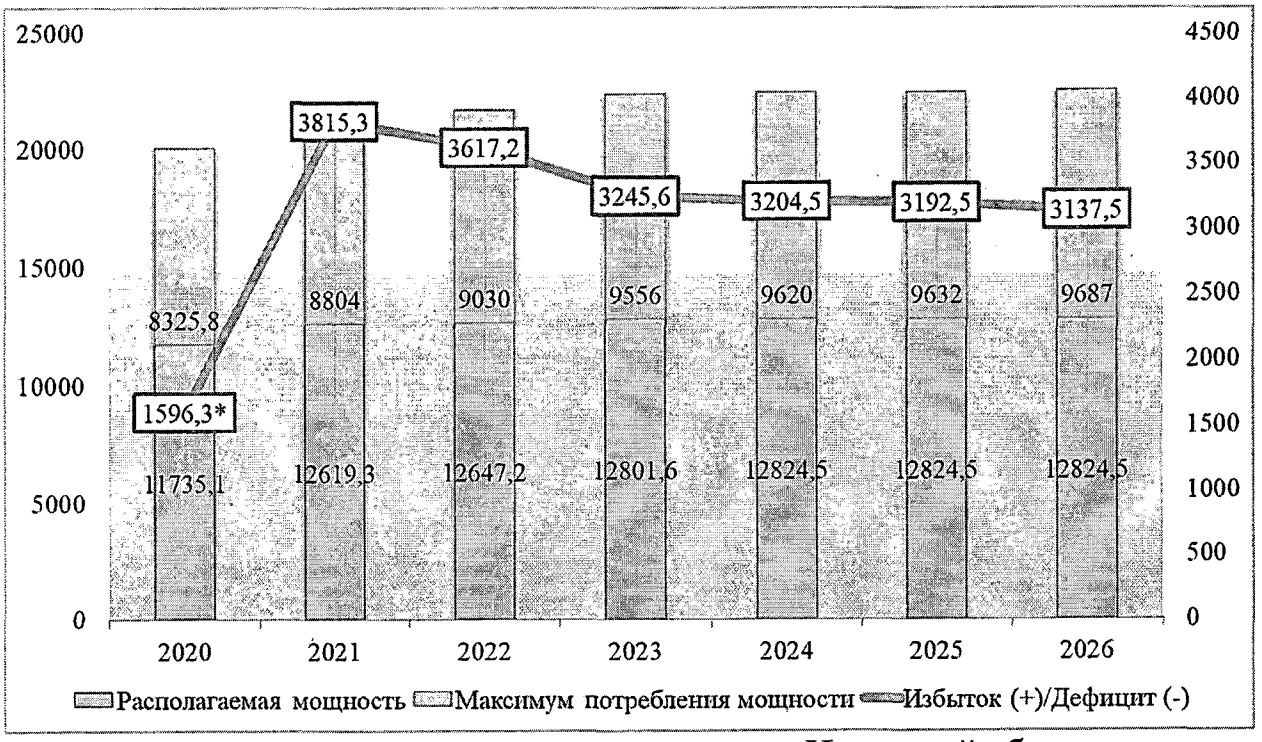


Рисунок 4.4.1. Баланс мощности по энергосистеме Иркутской области на период 2021-2026 гг. (МВт)

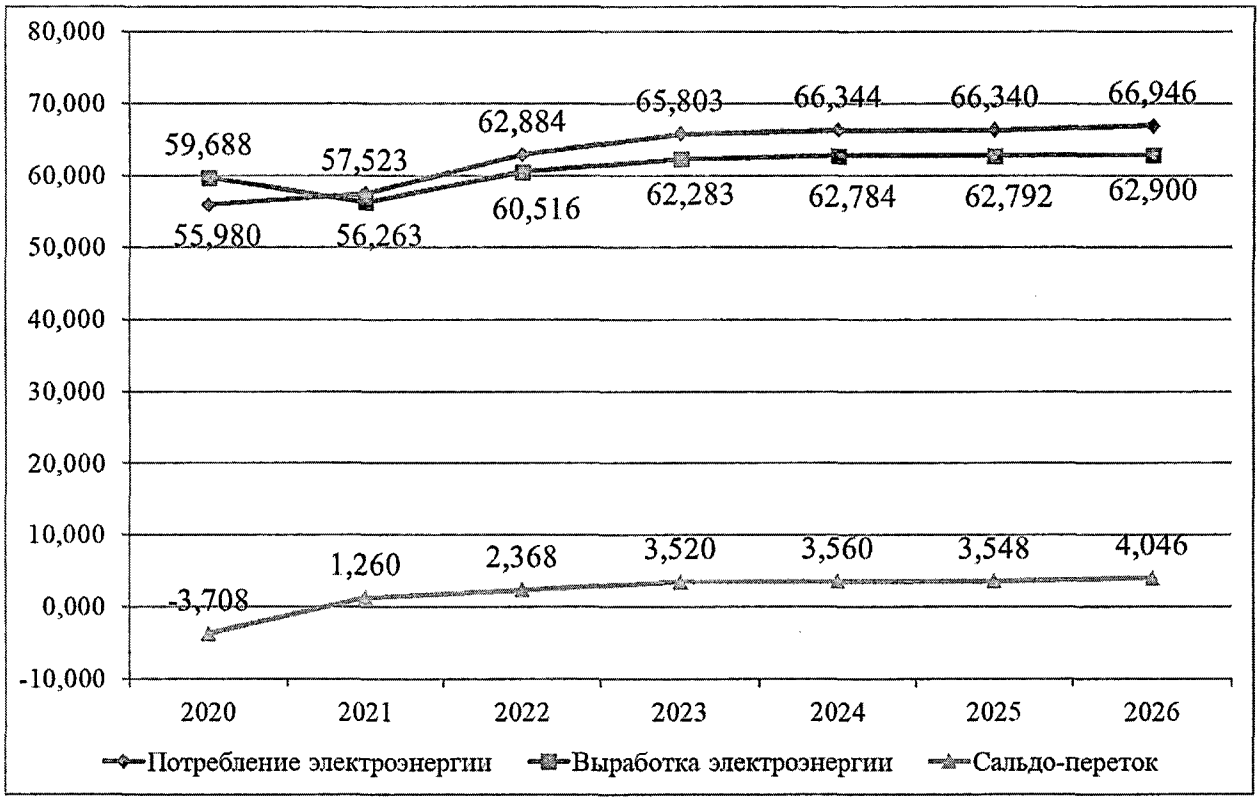


Рисунок 4.4.2. Баланс электроэнергии по энергосистеме Иркутской области на период 2021-2026 гг. (млрд кВт*ч)

4.5. Перспективное развитие электроэнергетики Иркутской области на период до 2026 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 2022-2026 гг., проведено на основании проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 гг., предложений Системного оператора, сетевых организаций по включению мероприятий (таблицы 4.5.1-4.5.2), а также, на основании протокола совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 28.01.2021 №НШ-21пр (таблица 4.5.3).

Таблица 4.5.1. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Замена масляного выключателя ВМТ 110 на элегазовый ВГТ 110 на ПС 110 кВ Вачинская в количестве 1 шт. (Н_2084_ВЭ)	2022	-	Исключение рисков отказа.
2	Замена масляных выключателей ВМТ 110 Т1 и Т2 на элегазовые ВГТ 110 на ПС 110 кВ Перевоз в количестве 2 шт. (Н_2085_ВЭ)	2022	-	Исключение рисков отказа.
3	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110 кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические (Н_2071_ВЭ)	2024	-	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 Вачинская, Т-2 ПС 110 Мараканская) (Н_2095_ВЭ)	2022-2023	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго». На силовых трансформаторах 110кВ ПС 110кВ Мараканская и ПС 110кВ Светлый, установлены высоковольтные ввода 110кВ серии БМТ 1963 и 1982года выпуска соответственно. Ввода выработали эксплуатационный ресурс, учитывая старение бумажно-масляной изоляции и состояние фарфоровой рубашки, их капитальный ремонт нецелесообразен, требуется замена. Лабораторные испытания подтверждают неуклонное снижение эксплуатационных характеристик.
5	Реконструкция устройств РЗА и ПА ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Невский на ПС 110 кВ Кропоткинская (Н_2083_ВЭ)	2022	-	Расчеты. Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА.
6	Замена разрядников на ОПН	2022	-	Обеспечение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	на ПС 110 кВ (Н_2069_ВЭ)			
7	Реконструкция ПС 110 кВ Светлый с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Светлый-Перевоз	2024	-	Расчеты. Электроснабжения потребителей, находящихся вблизи поселков Светлый и Перевоз, осуществляется по ВЛ 110кВ Невский-Перевоз. ВЛ выполнена в деревянном одноцепном исполнении, ее общая протяженность более 120км. На своем протяжении трасса ВЛ пересекает большое количество рек, болот, на участке от ПС 110кВ Светлый до ПС 110кВ Перевоз ВЛ проходит вдоль русла реки Жуя, неоднократно ее пересекая, автомобильные дороги отсутствуют. Фактическая схема такова, что при возникновении аварии, действием защит происходит отключение всей ВЛ 110 кВ от ПС 110кВ Невский до ПС 110 кВ Перевоз. Установка линейной ячейки 110 кВ, укомплектованной выключателем с элегазовой изоляцией и комплектом РЗиПА позволит избежать отключений потребителей ПС 110 кВ Светлый при повреждениях ВЛ на участке от поселка Светлый до поселка Перевоз, а также сократит время поиска мест повреждений.
ОАО «ИЭСК»				
8	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.
9	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой реактора 2 РР 500 кВ 180 Мвар на УШР 500 кВ без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние.
10	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой реактора Р-1-500 1х60 Мвар, 2х55 Мвар без изменения мощности	2025	-	Неудовлетворительное техническое состояние.
11	Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации без изменений номинальных	2025	-	Исключение рисков отказа.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	параметоров - 6 шт.			
12	Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации без изменений номинальных параметров - 6 шт	2026	-	Исключение рисков отказа.
13	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы В и С) (без увеличения мощности)	2022, 2023	-	Раздел 8.3
14	Модернизация ПС 220 кВ Опорная с заменой выключателей 110 кВ в количестве 6 шт	2022	-	Раздел 8.3
15	Модернизация ПС 220 кВ Покосное (замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт)	2026	-	Реновация основных фондов.
16	Модернизация ПС 220 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2023	-	Раздел 8.3
17	Модернизация ПС 220 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2023	-	Раздел 8.3
18	Модернизация ПС 220 кВ БЛПК (замена масляных выключателей на элегазовые 220 кВ в количестве без увеличения номинальных параметров - 3 шт)	2023	-	Исключение рисков отказа.
19	Модернизация ПС 220 кВ	2024	-	Исключение рисков отказа.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	Таежная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)			Раздел 8.3
20	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (ВМ-220 АТ-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.)	2023	-	Раздел 8.3
21	Модернизация ПС 220 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2024	-	Исключение рисков отказа.
22	Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха (замена выключателей 220 кВ в количестве 9 шт)	2026	-	Раздел 8.3
23	Модернизация ПС 220 кВ Киренга (замена выключателей 220 кВ в количестве 8 шт)	2026	-	Раздел 8.3
24	Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 110 кВ в количестве 9 шт.)	2023	-	Раздел 8.3
25	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, ЗРУ 6 кВ)	2024	-	Раздел 8.3
27	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ и линейно регулировочных трансформаторов на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)	2023	-	Раздел 8.3
28	Реконструкция ПС 110 кВ Городская (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели,	2026	-	Раздел 8.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	2 шт.)			
29	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт.)	2025	-	Раздел 8.3
30	Модернизация ПС 110 кВ Западная (замена выключателей 110 кВ в количестве 10 шт)	2026	-	Раздел 8.3
31	Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Азейская, МВ-110 Куйтун, МВ-110 Шеберта А, МВ-110 Бадар, МВ-110 АТ-1, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Шеберта Б, МВ-110 ШСВ,МВ-110 ОМВ, МВ-110 НПС-А, МВ-110 НПС-Б, МВ-110 Тулюшка - 12шт)	2023	-	Исключение рисков отказа.
32	Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-220 АТ-1, МВ-220 АТ-2, МВ-220 ВЛ-230, МВ-220 ВЛ-231, МВ-220 ОМВ, МВ-110 АТ-1, МВ-110 ШСВ, МВ-110 Солерудник, МВ-110 Зима тяговая Б, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ Б, МВ-110 ГПП-1 Красная, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Зима тяговая	2024	-	Исключение рисков отказа.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	А, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ А, МВ-110 ОМВ, МВ-110 Балаганск, МВ-110 ГПП-2 Синяя -17шт.			
33	Модернизация ПС 110 кВ Чуна с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые СВ-110, МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 в количестве 3шт	2022	-	Исключение рисков отказа.
34	Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой выключателя типа МКП 110 кВ на элегазовый баковый СВ-110 в количестве 1шт.	2022	-	Исключение рисков отказа.
35	Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой выключателя типа МКП 110-220 кВ на элегазовый баковый СВ-110 в количестве 1 шт.	2022	-	Исключение рисков отказа.
36	Модернизация ПС 110 кВ Стройбаза с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
37	Модернизация ПС 110 кВ Ока с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
38	Модернизация ПС 110 кВ Майская с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые	2022	-	Реновация основных фондов.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	выключатели в количестве 2 шт.			
39	Модернизация ПС 110 кВ Стеклозавод с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
40	Модернизация ПС 110 кВ Котик с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
41	Модернизация ПС 110 кВ ЗСМ с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
42	Модернизация ПС 110 кВ Бадар с заменой ОД и КЗ-110 кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт.	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
43	Модернизация ПС 110 кВ Новобирюсинск с заменой выключателей типа МКП 110 кВ на элегазовые баковые МВ-110 С-841, МВ-110 С-842 в количестве 2 шт.	2024	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
44	Модернизация ПС 110 кВ Катарбей с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 в количестве 2шт.	2024	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
45	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
46	Реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с реконструкцией ОРУ и РЗА, заменой Т-1 60 МВА на трансформатор аналогичной мощности	2024	-	Раздел 8.3
47	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.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
48	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 8.3
49	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 8.3
50	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 8.3
51	Модернизация ПС 110 кВ Свирск с заменой ОД и КЗ на элегазовые выключатели ОД-1-110, ОД-2-110 в	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	количестве 2 шт.			
52	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 8.3
53	Модернизация ПС 110 кВ Цимлянская (замена масляного выключателя В-110 Т-2 (Т-3) на элегазовый в количестве 1 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
54	Модернизация ПС 110 кВ Туристская (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
55	Модернизация ПС 110 кВ Нагорная. Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
56	Модернизация ПС 110 кВ Бильчир (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
57	Модернизация ПС 110 Енисей (замена ВМТ 110 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт)	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3
58	Модернизация ПС 110 кВ Новая-Уда (замена ВМТ 110	2022	-	Исключение рисков отказа. Раздел 8.3

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
	кВ на элегазовый выключатель в количестве 1 шт)			
59	Модернизация ПС 110 кВ Ново-Ленино (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
60	Модернизация ПС 110 кВ Ользоны (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2023	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
61	Модернизация ПС 110 кВ Тихоновка (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ 2 шт. с реконструкцией РЗА)	2024	-	Реновация основных фондов. Раздел 8.3
62	Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
63	Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
64	Модернизация ПС 110 кВ Водопад с заменой ОД, КЗ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.	2022	-	Реновация основных фондов.
65	Модернизация ПС 110 кВ Сосновая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)	2022	-	Реновация основных фондов.
66	ПС 110 кВ Октябрьская	2024	2х25 МВА (замена Т-1 16	На ПС 110 кВ Октябрьская установлены три трансформатора: • Т-1 типа ТДН-20000/110/6 мощностью 20МВА,1969г.в.;

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
			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))	• 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

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
				трансформаторной мощности, и предполагает выбытие 1 МВА. 3. Замену устаревших ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки.
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
67	Строительство ОПУ на ПС 110 кВ Мусковит в Мамско-Чуйском районе	2022	-	Обеспечение надежности электроснабжения

Таблица 4.5.2. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
1	Реконструкция ПС 35/6 кВ Эдучанка (установка Т-2, замена силового оборудования: ячейка 35 кВ 2 шт, КРУН-6 кВ - 1шт на 12 ячеек)	2024	2,5 МВА	Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей п.Эдучанка, сокращение затрат на эксплуатацию и ремонт демонтируемого участка ВЛ 35 кВ и оборудования ПС 35 кВ Нижняя Эдучанка (модернизации ВЛ 35 кВ СПП – Эдучанка с переводом ее на 2 цепи и демонтаж ПС 35 кВ Нижняя Эдучанка и участка ВЛ 35 кВ от оп.358 до оп.386)
2	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ц-Хазан (установка Т-2, реконструкция ОРУ-35, замена КРУН-10)	2023	6,3 МВА	На ПС установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 4,0 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 7-ми населенных пунктов Зиминского района Иркутской области, в т.ч. школа в с. Самара и оздоровительный детский лагерь в с. Нижний Хазан. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Ц.Хазан по данным контрольного замера была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ и составила 3,8 МВА. В настоящее время отсутствует возможность применения схемно-режимных мероприятий в районе ПС Ц.Хазан в части перевода нагрузки на другие центры питания (на период устранения аварии, либо ремонта) в связи с отсутствием связей по сети 0,4-10 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления энергоснабжения потребителей при

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				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) и учетом перспективной нагрузки предлагается выполнить на ПС 35 кВ Ц. Хазан установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 6,3 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.
3	Реконструкция ВЛ 35 кВ Бирюсинск-Шиткино (протяженность 28,6 км, Количество опор 312 шт., провод АС-70,АС-50)	2023	28,6 км	ПС 35/10 кВ Шиткино 2х2,5 МВА и ПС 35/10 кВ Джогино 2х2,5 МВА в норм. режиме получают питание с ПС 35/10 кВ Бирюса по одноцепной ВЛ 35 кВ Бирюса – Н.Заимка цепь А с отпайками. ВЛ 35 кВ выполнена на стойках СНВс-3.2, и находится в эксплуатации с 1976 г. Протяженность ВЛ 35 кВ Бирюса - Н. Заимка с отпайками цепь А от ЛР-35 кВ Делительный до ПС 35/10 кВ Шиткино – 28,6 км. ВЛ выполнена проводом АС-50 . Расстановка опор по профилю не соответствует требованиям ПУЭ п 2.5.38. в связи с изменениями районов по ветру со II на III. При нормативном расчете длина пролета ВЛ с проводом АС-70 – 70 м. Средняя длинна пролета ВЛ-35 кВ Бирюса- Н. Заимка с отпайками цепь А составляет 87 м. При аварийном отключениин на участке ВЛ от опоры № 424 до до опоры №736 ПС 35/10 кВ Шиткино, ПС 35/10 кВ Джогино остаются без питания, так как отсутствует резервный источник. Стойки опор ВЛ выработали нормативный срок эксплуатации. В зимнее время длительные перерывы в электроснабжении могут привести к причинению потребителям значительного материального ущерба.Время на отыскание и устранение аварии на ВЛ составляет 12 часов.
4	Реконструкция ПС 35/10 Атагай, (установка Т-2)	2024	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Атагай установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 10-ти населенных пунктов Нижнеудинского района Иркутской области, в т.ч. категорийных (больница, школа, ФАП, котельные и т.п.) В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети эл. связи с другими центрами питания отсутствуют, т.е. отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10-0,4 кВ. Учитывая значительную удаленность данной ПС от Центральной базы (места нахождения оперативной бригады и оборудования) время восстановления энергоснабжения потребителей при аварии превышает нормативные сроки.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				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 Атагай установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 2,5 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.
5	Реконструкция ПС 35/10 Порог, (установка Т-2)	2025	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Порог установлен 1 тр-р 35/10 кВ мощностью 4 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение 10-ти населенных пунктов Нижнеудинского района Иркутской области. 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 10-0,4 кВ. 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 Порог установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 2,5 МВА с реконструкцией ОРУ-35 и с заменой КРУН-10 кВ.
6	Реконструкция ПС 35/10 Афанасьево (замена трансформатора Т-2 с 4,0 МВА на 6,3 МВА)	2025	6,3 МВА	На ПС 35 кВ Афанасьево установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 4,0 МВА. От данного центра питания осуществляется электроснабжение 8 населенных пунктов Тулунского района Иркутской области. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2017-2019 гг) по данным КЗ была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 5 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 5/(4*1,05)*100 = 119 %.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Афанасьево силового трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.
7	Реконструкция ПС 35/10 Шиткино (переустройсво вводных порталов, реконструкция ОРУ 35 кВ)	2023	-	На ПС 35/10 кВ Шиткино 2х2,5 МВА и ПС 35/10 кВ Джогино 2 х 2,5 МВА в нормальном режиме получают питание с ПС 35/10 кВ Бирюса по одноцепной ВЛ-35 кВ «Бирюса – Н.Заимка цепь А с отпайками». При аварийном отключении на участке ВЛ от опоры № 424 до до опоры №736 ПС 35/10 кВ Шиткино, ПС 35/10 кВ Джогино остаются без питания, так как отсутствует резервный источник. В связи с этим, необходимо строительство двухцепной ВЛ-35 кВ. «Н. Заимка - Шиткино». На ПС 35/10 кВ Шиткино необходимо выполнить реконструкцию ОРУ 35 кВ с организацией 1 и 2 СШ-35 кВ, установку линейного портала для двух ВЛ-35 кВ, замену масляных выключателя МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-35 Джогино типа ВТ-35 на выкуумные ВВ-35/20-1000 - 3шт.; установку новых вакуумных выключателей СВ-35, ВВ-35 Джогино цепь Б типа ВВ-35/20-1000 - 2шт.
8	Реконструкция ПС 35 кВ Железнодорожник с заменой Т-1, Т-2 мощностью по 6,3 МВА каждый на трансформаторы по 10 МВА каждый (прирост мощности 7,4 МВА)	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Железнодорожник установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована 16.12.2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 6,58 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 6,58/(6,3*1,05)*100 = 100 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Железнодорожник силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
9	Реконструкция ПС 35 кВ №4 с заменой Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 32 МВА (прирост мощности 16 МВА)	2024	32 МВА	На ПС 35 кВ №4 установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 32 МВА, Т-2 - 16 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 17,79 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 17,79/(16*1,05)*100 = 106 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ №4 силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 32 МВА.
10	Ркеонструкция ПС 35 кВ Кутулик-35 замена КРУН, реконструкция ОРУ-35, замена ОД и КЗ, замена Т1 и Т2 с 6,3 МВА на 10 МВА	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Кутулик-35 установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 8,71 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 8,71/(6,3*1,05)*100 = 132 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Кутулик-35 силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Заря Троицк» инв.№ 7000011031 с заменой сечения провода с 50 на 70 мм2, протяж. 20,4 км	2024	20,4 км	Исключение жалоб потребителей Заларинского района на низкое качество электроснабжения и частое отключение электроэнергии. Согласно ведомости замера габаритов ВЛ-35 кВ «Заря - Троицк» от 15.07.2018 г. габариты проводов имеют недопустимое значение 5-5,5 метров, при норме минимально допустимого значения 6 метров в ненаселённой местности. Согласно листкам осмотра ВЛ 35 кВ «Заря-Троицк» б/н от 10.06.2018 г. провод имеет множественные повреждения - в 15% пролетов имеется по 2 соединения. При данном сечении провода имеют место значительные технические потери электроэнергии, которые превышают расчетные на 10-15%. Требуется замена провода.
12	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 распределительной сети 35 кВ р.п.Тельма п.Железнодорожный к требованиям нормативной документации (устранение несоответствий п.2.5.77, п.2.5.211, п.2.5.212, п.2.5.215, и раздела 2 п.5 «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон») для исключения причинения вреда жизни, здоровью граждан и имуществу физических или юридических лиц.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
13	Реконструкция ПС 35 кВ Сосновка (замена трансформаторов на 2х10 МВА)	2023	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Сосновка установлены 2 тр-ра 35/10 кВ: Т-1 - 6,3 МВА, Т-2 - 6,3 МВА. Максимальная нагрузка за последние 3 года (с 2018-2020 гг) по данным КЗ была зафиксирована в 2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 9,01 МВА. В случае отключения трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) и с учетом перспективной нагрузки (883 кВт) составит: (9,01+(1,197*0,7)/0,9)/(6,3*1,05)*100 = 150 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ В.Булай силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
14	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны» с заменой сечения провода и опор, пртяженность линии 21,591 км	2023	21,591 км	Участок ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны» 1969 г постройки проходит частично по заболоченной местности в границах Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на железобетонных опорах типа СВ-105-5 и металлических анкерных опорах, провод марки АС-50 и АС-35. Наблюдается ежегодное нарушение вертикали опор из-за пучения болотистого грунта. На ж/б опорах на стойках СВ-105-5 имеются разрушение бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-50, АС-35 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации. Изоляции, на промежуточных опорах на стойках СВ-105-5, выполнена изолятором марки ШФ-35 одинарного крепления.
15	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Апхульта-Бахтай» с заменой опор и вынос участка ВЛ из населенной местности.	2022	-	Участок ВЛ-35 кВ «Апхульта-Бахтай» 1980 г постройки проходит по застроенной населенной местности в границах с. Апхульта Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на деревянных тип УД-110-1, имеющие загнивание элементов опоры и на ж/б опорах на стойках СВ-110, СВ-164 тип АБ-35-1, П-35-1, ПД-35-1, имеющие разрушение бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-95, АС-50 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации.
16	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ -	2022	-	Участок ВЛ-35 кВ «Уткоферма-Кутулик-35» 1968 г постройки проходит по

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Кутулик-35» с заменой опор и провода, вынос из населенной местности.			застроенной населенной местности в границах п. Забитуй, п. Кутулик Аларского района и пересекает множественные инженерные сооружения. Данный участок выполнен на ж/б опорах на стойках СВ-110, СВ-164 тип АБ-35-1, ПБ-35-1, имеющие разрушение бетона и оголение арматуры выше допустимого значения. Существующий провод АС-50 потерял свои электротехнические свойства, имеет множественные повреждения, что влияет на возможное возникновение аварийной ситуации. Изоляции, на промежуточных опорах на стойках СВ-110, выполнена изолятором марки ШФ-35 одинарного крепления.
17	Реконструкция ВЛ-35 кВ «В.Булай-Аларь» с установкой опор на плавающий фундамент 5шт	2023	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ «В.Булай - Р.Аларь». Приведение к требованиям нормативной документации ПП РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон» и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.
18	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Голуметь-Новостройка» с установкой опор на плавающий фундамент 3шт	2024	-	Исключение полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, возникновения или угрозы возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, а также для снижения количества отключенных потребителей ВЛ 35 кВ «Голуметь-Новостройка». Приведение к требованиям нормативной документации ПП РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 - раздел 2 п.5 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных границах таких зон» и п.2.5.215 и 2.5.217 ПУЭ.
19	Строительство ПС 35 кВ Селиваниха (с установкой ТМ 16 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,2 км (прирост мощности 16 МВА)	2023	16 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в п. Селиваниха г. Иркутска для обеспечения надежного электроснабжения населения
20	Строительство ПС 35 кВ Высота (с установкой ТМ 6,3 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,5 км (прирост мощности 6,3МВА)	2022	6,3 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в с. Смоленщина Иркутского района для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов и населения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
21	Строительство ПС 35 кВ Индустриальная (с установкой ТМ 2х10 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,2 км (прирост мощности 10 МВА)	2022	2х10 МВА	Необходимость строительства нового центра питания в с. Баклаши Шелеховского района для обеспечения электроснабжения социально значимых объектов и населения, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Школа в с. Баклаши.
22	Реконструкция ПС 35 кВ Жемчужная (установка Т-2 мощностью 6,3 МВА и 2 с.ш. КРУН 10 кВ)	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.
23	Реконструкция ПС 35 кВ Б.Речка (установка Т-2 мощностью 10 МВА) (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	На ПС 35 кВ Большая Речка установлен 1 тр-р 35/6 кВ мощностью 10 МВА, от данного центра питания осуществляется электроснабжение Большереченского МО Иркутской области, в т.ч. категорийные объекты (школа, детский сад, больница, водонапорная башня), 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 ПС 110 кВ Сосновая и ПС 110 кВ Туристская находятся на большом расстоянии (более 10 км) и по низкой

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				стороне выполнены на напряжении 10 кВ, при этом сети Большереченского МО имеют класс напряжения 6 кВ. 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 Б.Речка установку 2-го трансформатора (Т-2) мощностью 10 МВА.
24	Реконструкция ПС 35 кВ Кузьмиха (установка второго трансформатора ТМ мощностью 10 МВА, замена Т-1 мощностью 10 МВА на ТМ мощностью 10 МВА) (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	На ПС 35 кВ Кузьмиха установлен один трансформатор 35/6 кВ мощностью 10 МВА. Наличие одного трансформатора на ПС исключает возможность вывода в ремонт электротехнического оборудования без погашения потребителей, а также исключает возможность резервирования потребителей в аварийном режиме. Наличие ответственных потребителей (КНС, школа, детский сад) в Свердловском районе г. Иркутска (район поселка Энергетиков) обязывает выполнять требование ПУЭ п. 1.2.20 (электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания). При аварийном отключении трансформатора в ОЗП, восстановление питания потребителей превысит 24 часа, т.к. резервные источники питания отсутствуют. Ближайшие центры питания ПС 110 кВ Южная и ПС 110 кВ Спутник. В ОЗП загрузка ЛЭП 6 кВ от ПС Южная не позволяет взять дополнительную нагрузку, ПС 110 Спутник не имеет связи по сети 6 кВ с ПС 35 Кузьмиха.
25	Реконструкция ПС 35 кВ Култук (замена Т-1 мощностью 1,8 МВА на ТМ 2,5 МВА, замена оборудования ОРУ-35 кВ) (прирост мощности 0,7 МВА)	2023	2,5 МВА	На ПС 35 кВ Култук установлен трансформатор 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА. По стороне 35 кВ питание ПС 35 кВ Култук осуществляется от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Перевал Б.Установленный на ПС 35 кВ Култук трансформатор Т-1 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА 1957 г.в., загружен более чем на 90%. ОРУ-35 и РУ-0,4 выполнены не в соответствии с нормативной документацией, небезопасны при эксплуатации, акт технического освидетельствования прилагается.Выполнить замену трансформатора на трансформатор

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				аналогичной мощности не представляется возможным, т.к. ближайший номинал трансформатора 35/0,4 кВ составляет 2,5 МВА. С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Култук с заменого трансформатора 35/0,4 кВ мощностью 1,8 МВА на трансформатор 35/0,4 кВ мощностью 2,5 МВА с заменой оборудования ОРУ-35 кВ.
26	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)	2023	8,5 км	В связи с прохождением ВЛ 35 кВ через жилой массив г. Иркутска (центр города) и неоднократными жалобами населения необходимо выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП.
27	Реконструкция ПС 35 кВ Смоленщина (замена Т-2 10 МВА на ТМ 16 МВА) (прирост мощности 6 МВА)	2023	16 МВА	На существующей ПС 35 кВ Смоленщина установлены 2 трансформатора 35/6 кВ: Т-1 - 16 МВА, Т-2 - 10 МВА.Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Смоленщина по данным контрольного замера была зафиксирована в 2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 16,5 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 16,5/(10*1,05)*100 = 157 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ Смоленщина замену силового трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.
28	Реконструкция ПС 35 кВ Жилкино (замена трансформаторов мощностью 10 МВА и 16 МВА на ТМ 2х25 МВА, замена ОРУ на блочномодульное, монтаж ОПУ) (прирост мощности 24 МВА)	2024	2х25 МВА	На существующей ПС 35 кВ Жилкино установлены 2 трансформатора 35/6 кВ: Т-1 - 10 МВА, Т-2 - 16 МВА. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Жилкино по данным контрольного замера была зафиксирована в 2016 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 17,62 МВА. Имеются действующие (нереализованные) договора ТП на общую максимальную мощность 2,73 МВт, с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,7) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: 2,73*0,7 = 1,911 МВт (1,911 /0,9=2,12 МВА), где 0,9 – коэффициент перевода МВт в МВА. Таким образом, в случае отключения одного трансформатора (Т-2), загрузка

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом перспективной нагрузки и с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: (17,62+2,12)/(10*1,05)*100 = 188 %. При замене Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА получаем загрузку: (17,62+2,12)/(16*1,05)*100 = 117,5 %, т.е перегруз трансформаторов сохраняется. В этой связи необходимо выполнить установку 2-х трансформаторов мощностью 25 МВА каждый: (17,62+2,12)/(25*1,05)*100 = 75 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Жилкино силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.
29	Строительство ПС 35/10 кВ Ново-Снежная с ВЛ 35 кВ	2024	2х6,3 МВА	Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей в п.Ново Снежное
30	Реконструкция ПС 35 кВ КПД (замена трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 2х10 на ТМ 2х16 МВА, реконструкция КРУН-6 кВ) (прирост мощности 12 МВА)	2023	2х16 МВА	На ПС 35 кВ КПД установлены 2 тр-ра 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый, от данного центра питания осуществляется электроснабжение объектов промышленной зоны г. Иркутска. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС КПД по данным контрольного замера была зафиксирована в 2019 г по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 9,32 МВА. В настоящее время имеются действующие (нереализованные) договоры ТП на общую максимальную мощность 3,73 МВт, с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,7) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: 3,73*0,7 = 2,61 МВт (2,61 /0,9=2,9 МВА), где 0,9 – коэффициент перевода МВт в МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-2), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом перспективной нагрузки и с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: (9,32+2,9)/(10*1,05)*100 = 116 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ КПД замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 10 МВА на

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				трансформаторы мощностью 16 МВА.
31	Реконструкция ПС 35 кВ Мельничная Падь (с заменой КРУН-10 кВ и двух трансформаторов 6,3 МВА на 10 МВА каждый) (прирост мощности 7,4 МВА)	2022	2х10 МВА	На ПС 35 кВ М.Падь установлены 2 трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС М.Падь по данным контрольного замера была зафиксирована в 2018 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 8,76 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 8,76/(6,3*1,05)*100 = 132 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ М. Падь замену силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
32	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Б.Коты	2023	2х6,3 МВА	Обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей в п.Б.Коты
33	Реконструкция ПС 35/10 Мурино с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Мурино	2024		Строительство ВЛ 35 и 0,4 кВ для надежного электроснабжения поселка Мурино выполняется взамен ВЛ, находящихся в собственности МО «Новоснежнинское сельское поселение», физически и морально устаревших и не обеспечивающих надежность электроснабжения потребителей
34	Строительство ПС 35 кВ Горная с установкой трансформаторов 2х16 МВА (прирост мощности 32 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 4,5 км	2023	2х16 МВА 4,5 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств вновь строящихся коттеджных поселков Иркутского района (Горный, Славянка), исключение перегруза силовых трансформаторов ПС 110 кВ Карлук и ПС 110 кВ Хомутово путем снятия нагрузки по сети 35 кВ. Исключение протяженных распред сетей в данном районе с целью повышения качества эл энергии
35	Строительство ПС 35 кВ Поздняково с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово протяженностью 0,05 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,7 км.	2022	2х10 МВА 2,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Хомутово, обеспечение тех присоединения энергопринимающих устройств с. Хомутово, повышение надежности и качества эл энергии путем разукрупнения центров питания в данном районе. Создание резервного питания для более чем 2-х тысяч потребителей.
36	Строительство ПС 35 кВ	2025	2х10 МВА	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Грановщина, обеспечение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Геологическая с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,35 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 0,8 км.		0,35 км	технологического писоединения энергопринимающих устройств потребителей с.Урик Иркутского района
37	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 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км.	2024	2х10 МВА 0,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Карлук, обеспечение технологического писоединения энергопрринимающих устройств потребителей с.Карлук Иркутского района
38	Строительство ПС 35 кВ Садоводство с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 2,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км	2025	2х10 МВА 2,7 км	Исключение перегруза ПС 110 кВ Карлук при ежегодном приросте нагрузок более 10 %. Сложная конфигурация, большая протяженность ВЛ-10 кВ, нагрузки ВЛ-10 кВ Карлук-Садоводство - 5,8 МВА, при длительно допустимой 6,5 МВА. Качество электроэнергии у потребителей д. Хайрюзовка, ДНТ,СНТ прибрежной части Александровского тракта не соответствует ГОСТ, падение напряжения составляет 13,6 %, высокие технические потери. Отсутствует возможность подключения новых потребителей, отсутствует возможность перевода ВЛ-35 кВ Столбово-Садоводство-Карлук на проектный класс напряжения 35 кВ.
39	Строительство ПС 35 кВ МРС с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Черноруд протяженностью 0,105 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 0,734 км	2025	2х10 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Ольхонского района
40	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	Протяженность ВЛ-10 кВ Пивовариха-Горячий ключ, Пивовариха-Лотос более 12 км (часть ВЛ выполнена в габаритах 35 кВ), качество электроэнергии на удалённых участках не соответствует ГОСТ, по данным замеров на ВЛ-10 кВ Пивовариха-Горячий ключ падение напряжения на границе балансовой принадлежности ОГУЭП «Облкоммунэнерго» составляет 15%. Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей Голоустенского тракта

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
41	Строительство ВЛ 35 кВ Геологическая-Лыловщина (протяженностью 16 км)	2025	16 км	ПС 35 кВ Лыловщина запитана по одноцепной ВЛ от ПС 110 кВ Урик. Отсутствует возможность резервирования, невозможно выполнить реконструкцию существующей ВЛ с переводом её на двухцепное исполнение. Организация двухстороннего питания, снижение нагрузки на ПС Урик. Расчеты.
42	Реконструкция КЛ 35 кВ Ольхонские Ворота-Хужир с ответвлением на ПС 35/0,4 кВ базы паромной переправы на о.Ольхон, инв. №6000915035 (прокладка КЛ35 кВ, две цепи, протяженностью 3,9км, установка РП-35 кВ - 2шт.)	2025	3,9 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей о. Ольхон
43	Реконструкция ПС 35 кВ Лыловщина с заменой трансформаторов Т1, Т2 мощностью по 4 МВА каждый на трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА)	2025	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Лыловщина установлены 2 трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый.Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2020 гг) на ПС Лыловщина по данным контрольного замера была зафиксирована в 2020 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 7,3 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-1), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 7,3/(4*1,05)*100 = 174 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить на ПС 35 кВ Лыловщина замену силовых трансформаторов мощностью 4 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
44	Реконструкция ПС 35/10 кВ Олонки (секционирование СШ-35 кВ с установкой секционного разъединителя 35 кВ)	2023	-	По несекционированой системе шин 35 кВ ПС 35/10 кВ «Олонки» выполнен транзит ВЛ-35 «Горохово-Олонки» и ВЛ-35 «Олонки-Тараса». При выводе в ремонт оборудования 35 кВ связанного с системой шин 35 кВ транзит по ВЛ-35 прерывается, что влечет за собой недоотпуск электроэнергии и нарушение электроснабжения потребителя. Секционирование системы шин 35 кВ с установкой секционного вакуумного выключателя 35 кВ позволит снизить недоотпуск электроэнергии при плановых выводах оборудования в ремонт или аварийных отключениях.
45	Реконструкция ПС 35/10 кВ Усть-	2025	-	Исключение аварий связанных с погашением всей ПС 35 кВ Уст-Уда и

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Уда (секционирование системы шин 35 кВ с оборудованием секционирующей ячейки с разъединителем 35 кВ)			прекращением электроснабжения потребителей в том числе социально значимых.
46	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)	2024	2х10 МВА	На ПС 35 кВ Хужир установлены 2 тр-ра 35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый, от данного центра питания осуществляется электроснабжение всего о. Ольхон. Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 гг) на ПС Хужир по данным контрольного замера была зафиксирована 18.12.2019 г. по стороне 35 кВ Т-1, Т-2 и составила 7 МВА. В случае отключения одного трансформатора (Т-2), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов согласно ГОСТ 14209-85 (коэффициент равен 1,05) составит: 7/(4*1,05)*100 = 166,6 %. С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 35 кВ Хужир силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 4 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА.
47	Строительство ПС 35 кВ Московщина с установкой трансформаторов 2х10 МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 1,5 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,89 км	2026	2х10 МВА	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Лыловщина, обеспечение технологического писоединения энергопрринимающих устройств потребителей Иркутского района
48	Строительство ПС 35/10 кВ Западная с установкой трансформаторов 2х10МВА (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 10 км., ВЛ 10 кВ протяженностью 1,9 км	2026	2х10 МВА	Исключение перегруза ПС 110 кВ Урик и ПС 35 кВ Грановщина, Лыловщина, обеспечение технологического писоединения энергопрринимающих устройств потребителей Иркутского района
49	Реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина - Лыловщина (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 7,9 км)	2024	7,9 км	В связи с продолжительным сроком службы ВЛ-35 кВ Грановщина - Лыловщина (более 20 лет), имеет многочисленные дефекты (железобетонные стойки опор имеют трещины и сколы сверх допустимых норм, наблюдается обнажение поперечной и продольной арматуры, физический износ и

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				коррозионные повреждения провода АС-95, расстояние между установленными опорами больше нормативного). Кроме того, нагрузоки в зимний период соответствуют длительно допустимому значению тока. Подлежат проведению реконструкции конструктивные элементы опор ВЛ 35 кВ и провод АС-95. Предлагается установка новых опор ВЛ 35 кВ с заменой провода. Это значительно увеличит надёжность электроснабжения потребителей и оеспечит возможность подключения новых потребителей..(исключение аварий связ. с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации, снижение затрат на авар-вост работы, снижение технических потерь)
50	Реконструкция ВЛ 35 кВ Каменка - Казачье (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 21,95 км)	2025	21,95 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ Каменка-Казачье связанных с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации.
51	Реконструкция ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 45,589 км)	2025	45,589 км	Исключение аварий на ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан связанных с повреждением опор и провода, выработавших срок эксплуатации.
52	Реконструкция ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 39,8км)	2025	39,8 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
53	Реконструкция ВЛ 35 кВ Качуг-Верхоленск (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 27,8 км)	2026	27,8 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
54	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новая Уда - Молька (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 23,3 км)	2025	23,3 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
55	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса-Олонки (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 21,78 км)	2025	21,78 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
56	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Балей - Горохово (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 20,21 км)	2025	20,21 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
57	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Орда - Базой (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 15,32 км)	2025	15,32 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
58	Реконструкция ВЛ 35 кВ Олонки-Горохово (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 27,5 км)	2025	27,5 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
59	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса - Каменка (установка новых опор с заменой провода, протяженностью 30,09 км)	2025	30,09 км	Исключение аварий на ВЛ 35 кВ, связанных с дефектами опор и провода, выработавших свой эксплуатации
60	Строительство ВЛ-10 кВ до п.Пашня и д.Усть-Киренга в составе объекта: «ВЛ 10/0,4 кВ Пашня. ВЛ 10/0,4 кВ Усть-Киренга. Реконструкция ВЛ 10 кВ Макарово, ВЛ 10 кВ Кривая Лука»	2022	32 км	Существующие сети электроснабжения п. Макарово, Пашня и Усть-Киренга , принадлежащие Киренскому МО, физически и морально устарели и не обеспечивают надежность эл. снабжения потребителей. Существующая ПС 110 кВ Макарово была смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (год изготовления – 1979) в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Киренск для временного электроснабжения посёлков Макарово и Кривая Лука. На сегодняшний день состояние оборудования и сооружений ПС не соответствует требованиям действующих НТД, реконструкция ПС нецелесообразна. Технической возможности подключения двух дополнительных ВЛ-10 кВ нет.
61	Строительство электрических сетей 6/0,4кВ Верхнемарковского муниципального образования Усть-Кутского района	2022	-	Обеспечения качественного и бесперебойного электроснабжения населённых пунктов Верхнемарковского МО Усть-Кутского района
62	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4кВ п. Александровка МО Братский район (замена существующего провода на	2022	0,9 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	провод большего сечения на ВЛ 0,4кВ Ф-1 ТП 10/0,4кВ -87 (L=0,9км) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)			выполнить реконструкцию распредсетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
63	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) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2023	1,4 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распредсетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
64	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) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2024	1,4 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распредсетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
65	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) для приведения качества электроэнергии соответствие ГОСТ)	2024	4,46 км	Несоответствие показателей качества электроэнергии п.4.2.2 ГОСТ 32144-2013 ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243 подтверждается расчетом потерь напряжения в электрических распределительных сетях ЦП ПС 35/10 кВ Александровка 1 с.ш. ВЛ-10 «Комплекс», ВЛ-10 «Худобок». Требуется выполнить реконструкцию распредсетей 0,4 кВ п.Александровка путем замены провода на провод большего сечения для снижения потерь в элементах сети и приведения качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013.
66	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Мирный -12км,	2023	12 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Мирный в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	установка ТП			2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
67	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Сереброво -5,5км, установка ТП	2023	5,5 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п. Сереброво в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
68	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Шелаево - 16,92 км, установка ТП	2024	16,92 км	Приведение показателей качества электроэнергии на ВЛ- 0,4 кВ п.Шелаево в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
69	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ г.Бирюсинск (Тагул)	2022		Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования.ВЛ- 0,4 кВ. п. Тагул протяженностью 9,5 км. находиться в эксплуатации с 1965 года. ВЛ выполнена на деревянных опорах, проводом А-25, А-16, всего 3 шт ТП 10/0,4 кВ, за все время эксплуатации капитальных ремонтов не проводилось. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (котельная, медпункт, школа, водокачка, РУПС), а также бытовые потребители п. Тагул. В настоящее время деревянные стойки опор имеют загнивание сверх допустимых норм, и многочисленные трещины в верхушечной части (РД.153-34.3-20.662-98). Повторные заземления отсутствуют.
70	Строительство эл.сетей 10/0,4кВ Тамтачет: ВЛЗ-10 кВ - 3км, ВЛИ-	2023	3 км	Расчеты

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	0,4кВ - 11,5км, ТП 10/0,4кВ - 5шт (3*630кВА, 2х400кВА)			
71	Строительство кабельной перемычки 6 кВ между ТП-623 и ТП-624 (0,3 км)	2022	0,3 км	Расчеты
72	Строительство воздушной перемычки 6 кВ между ТП-622 и ТП-864 (0,6 км)	2022	0,6 км	Расчеты
73	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ -10 кВ Уян-МТФ (новый участок – 0,2 км), ТП № 341/100 с. Красный Яр, СИП- 0,762 км)	2022	0,762 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
74	Реконструкция центров питания и ВЛ-10-0,4 кВ с целью приведения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 ЗЭС (ВЛ-10 кВ Или - Каранцай (новый участок – 0,65 км), строительство дополнительной ТП, разделение фидеров 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ №266/160 кВА с.Амур СИП*50- 0,45 км).	2023	0,45 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
75	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 –	2022	0,350 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	АС*50- 0,350 км, перенос ТП 10/0,4 кВ №194/60 кВА с. Алкин с подключением существующего фидера 0,4 кВ).).			
76	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)
77	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ Половино-Черемхово-Половино-Черемхово (замена опор на ж/б, провода, перенос ТП в ЦЭН, 17,7км)	2023	17,7 км	Исключение аварийных отключений в сети 10/0,4 кВ Половино-Черемхово связанных с повреждением опор и провода.
78	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ с. Кундуй (замена опор на ж/б, провода, перенос ТП в ЦЭН, 21км)	2022	21 км	Существующие сети обслуживаются филиалом по договору безвозмездного пользования. ВЛ - 0,4 кВ Сереброво протяженностью 5,745 км построена в 1980 г. ВЛ выполнена на деревянных опорах пасынкованных деревом, проводом А-25, А-16, всего 3 шт ТП10/0,4 кВ. От ВЛ-0,4 кВ. запитаны социально-значимые объекты (дет.сад, клуб), а также бытовые потребители с. Сереброво.
79	Строительство ответвления на СНТ «Вагонник», СНТ «Аист» от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны»	2022	5 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей Ангарского городского округа
80	Строительство ответвления от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» на д. Стеклянка (многодетные семьи)	2022	1 км	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей д. Стеклянка
81	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	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребетелей д. Манинск и д. Октябрьский
82	Строительство ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ Сибиряк (перевод питания	2023	5,4 км	Приведение показателей качества электроэнергии в соотвествии с требованиями ПУЭ п.2.4.58, п.2.5.215, п.2.5.21, ГОСТ 32144-2013

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй) протяж.5,4 км провод СИП3			«Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Выполнение требований Постановления №160 Раздела 2 п.5 («Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»)
83	Строительство ЛЭП-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с.Холмушино (8 км)	2022	8 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
84	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024	-	-
85	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024	-	-
86	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024	-	-
87	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей д. Касьяно
88	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024	-	
89	Реконструкция ВЛ-10 кВ «ПС Бытовая-ОМОН» (ВЛ-10 кВ-4,8 км)	2022	4,8 км	Исключение аварий в ЖСК «Сотрудник ОМОН» связанных с повреждением и аварийными отключниями существующей ВЛ-10 «ПС Бытовая - Сотрудник ОМОН»
90	Строительство ВЛ 10 кВ Курма-Сарма (протяженностью 12 км)	2025	12 км	Строительство распределительной сети 10 кВ от ПС 35/10 кВ Курма для сохранения возможности эффективного перераспределения нагрузок и возможности нового технологического подключения потребителей
91	Строительство ВЛ-10 кВ Черноруд-Сарма (протяженностью 17,3 км)	2025	17,3 км	Строительство распределительной сети 10 кВ от ПС 110 кВ Черноруд для сохранения возможности эффективного перераспределения нагрузок и возможности нового технологического подключения потребителей
92	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка (установка опор с заменой провода, протяженность 52,65 км)	2025	52,65 км	Исключение аварий на ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка связанных с повреждением провода и опор выработавших свой срок эксплуатации
93	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово (установка опор	2025	52,65 км	Исключение аварий на ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово связанных с повреждением опор и провода, выработавших свой срок эксплуатации

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	с заменой провода, протяженность 52,65 км)			
94	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Поселок с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-50 на СИП3-120 L-2 км, пермычка 0.05 км и два разъединителя 10 кВ)	2022	2 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
95	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Урик Б с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности оборудования (замена провода АС-35 на СИП3-95 L-0,6 км)	2022	0,6 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
96	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Фермер с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-4,153 км и АС-50 на СИП3-120 L-0,3 км)	2022	4,153 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
97	Реконструкция ВЛ-10 Дзержинск - Коттеджи с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-0,42 км и АС-50 на СИП3-120 L-0,79 км)	2022	0,42 км	Недопущение перегруза првода по длительно-допустимым нагрузкам согласно 1.3.29 ПУЭ по ГОСТ 839-80; 1.3.3 ПУЭ глава 1.3
98	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	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
99	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)	2024	1,445 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
100	РП№3 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Куда (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 8,14 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,955 км)	2022	8,14 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
101	РП№4 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 11,7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 2,752 км)	2022	11,7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
102	Строительство РП-5 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 8,8 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,5 км)	2025	8,8 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
103	Строительство РП-6 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,8 км)	2025	7,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
104	Строительство РП-7 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7,7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,2 км)	2025	7,7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
105	Строительство РП-9 (Куда) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 7 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,5 км)	2025	7 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
106	Строительство РП-8 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 6,4 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 1,9 км)	2025	6,4 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
107	Реконструкция ВЛ 10 кВ Оек - Турская (протяженностью 9,25 км)	2022	9,25 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
108	Строительство РП 20 кВ с ВЛ-20 кВ () (РП-20 кВ 1шт, ВЛ-20 кВ протяженностью 3,5 км, с временным использованием на напряжеие 10 кВ)	2023	3,5 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Иркутского района с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
109	Строительство РП 10 кВ Авиатор с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ вблизи СНТ Авиатор (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ протяженностью 3,6 км, ВЛ-10 кВ протяженностью 0,6 км.)	2023	3,6 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
110	Реконструкция ВЛ-10 кВ ШМ ПС Дачная с РП-10 кВ (переустройство ВЛ-10 кВ в двухцепную протяженностью 1,2 км, провод СИП3-120)	2024	1,2 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
111	Строительство РП 10 кВ с линейным ответвлением 10 кВ от ВЛ 10 кВ ШМ ПС Дачная – ДНТ Южное (ВЛ-10 кВ протяженностью 0,77 км., РП-10 кВ 1 шт.)	2024	0,77 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
112	Строительство РП 10 кВ Бурдугуз с ВЛ 10 кВ от ПС Сосновая (ВЛ-10 кВ протяженностью 4,5 км., КЛ-10 кВ - 0,4 км. РП-10 кВ 1 шт.)	2023	4,5 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение возможности технологического прсиоединения
113	Строительство РП 10 кВ Мечта с КЛ 10 кВ вблизи ДНП Мечта (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ	2023	4,59 км	Разукрупнение распределительной сети 10 кВ Байкальского тракта с целью возможности эффективного перераспределения нагрузок, повышения надежности электроснабжения существующих потребителей, обеспечение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	протяженностью 4,59 км)			возможности технологического прсиоединения
114	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха -Лотос с целью приведения качества напряжения в соответствие с ГОСТ 32144-2013 (перевод нагрузки на ПС 110 кВ Покровская, протяженность по трассе 2,9 км)	2023	2,9 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
115	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха - Горячий Ключ с целью приведения качества напряжения в соответствие с ГОСТ 32144-2013 (перевод нагрузки на ПС 110 кВ Покровская, протяженность по трассе 2,9 км)	2023	2,9 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
116	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Усть-Куда, цепь А (протяженность ВЛ 7 км)	2022	7 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
117	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Усть-Куда, цепь Б (протяженность ВЛ 3,7 км)	2022	3,7 км	Перевод нагрузки с ПС 110 кВ Урик по сети 10 кВ на ПС Столбово, исключение перегруза ПС Урик
118	Реконструкция ВЛ-10 Пивовариха-Худяково с целью усиления электрической сети по перегрузочной способности (замена провода АС-70 на СИП3-120 L-10.43 км)	2022	10,43 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
119	Рек. уч. ВЛ-10 кВ Покровская-Новая Лисиха с заменой изоляции - 32,5 км, замена КТП10/0,4 на КТП-20/0,4 - 63 шт., установка тр-ра 10/20 кВ 16 МВА	2025	32,5 км 16 МВА	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
120	Реконструкция ВЛ-10 кВ Новая Уда - Чичково с отпайкой Средняя	2025	2,3 км	Приведение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Муя (Перевод сетей на напряжение 20 кВ)			
121	Строительство сетей 10/0,4 кВ для многодетных семей в п.Бутырки	2025	-	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в п. Бутырки Иркутского района
122	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс с заменой Т-1, Т-2 мощностью по 10 МВА каждый на трансформаторы по 16 МВА каждый (прирост мощности 12 МВА); с реконструкцией ОРУ-35 кВ: замена выключателей 3 шт., разъединителей 6 шт., ТТ-35 6 шт., ОПН-35 6 шт.	2022	2х16 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Колбасного цеха по договору ТП №836/18-ЦЭС от 28.12.2018 г.
АО «Витимэнерго»				
123	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит (Н_2068_ВЭ)	2022-2025	-	Расчеты
124	Замена ТП 6/0,4кВ, на КТПН 6/0,4кВ в г. Бодайбо (Н_2079_ВЭ)	2022-2025	-	Расчеты
125	Реконструкция ВЛ 6;0,4кВ и центров питания в г. Бодайбо (Н_2036_ВЭ)	2025	-	Расчеты
126	Расширение АИИСКУЭ в городских и поселковых сетях (Н_2037_ВЭ)	2025	-	Выполнение требований действующей НТД
127	Реконструкция ПС 35 кВ Ежовская с заменой линейных ячеек 35 кВ с масляными выключателями на комплектные ячейки 35 кВ с вакуумными выключателями	2025	-	Расчеты
128	Реконструкция ПС 35 кВ Кяхтинская с заменой линейных ячеек 35 кВ с масляными	2025	-	Расчеты

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	выключателями на комплектные ячейки 35 кВ с вакуумными выключателями			
129	Реконструкция ПС 35 кВ КПД с заменой масляных выключателей 35 кВ на вакуумные выключатели	2024	-	Расчеты
130	Реконструкция ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Бодайбинская с заменой ШР 35 и ЛР 35 кВ, масляных выключателей 35 кВ на вакуумные	2023	-	Расчеты
АО «БЭСК»				
131	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	7,56 МВА 20,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
132	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
133	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Чунском районе с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	2,25 МВА 6,3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
134	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6)кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6)кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
135	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Строительная» и строительство 2-х цепной ВЛ-35кВ в городе Усть-Илимске	2023	50 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ по 10,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
136	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ в поселке Прибрежный Братского района,	2026	8 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ 8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
137	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе,	2022-2024	0,8 МВА 15,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
138	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске,	2022-2024	1,2 МВА 6,3 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
139	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске,	2022-2024	3,78 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
140	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района,	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
141	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2022-2024	2,4 МВА 10,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
142	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2022-2024	1,2 МВА 7,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
143	Строительство электрических сетей 0,4-10(6)кВ в городе Братске	2022-2024	6,3 МВА 20,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
144	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/6 кВ «Порожская» в жилом районе Порожский города Братск	2025	20 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ 0,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
145	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2023	8 МВА 2-х цепная ВЛ-35кВ 0,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
146	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, п.Каймоново, п.Ручей Усть-Кутского района,	2022-2024	3,2 МВА 19,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
147	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г. Тайшет, п. Тагул, д. Сергино, п. Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района,	2022-2024	2,18 МВА 11,7 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
148	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Октябрьская» в п.Октябрьский Чунского района	2027	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
149	Реконструкция электрических сетей м-н «Ангарский», г. Зима	2021	2,1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
150	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №4 - ТП 30055, 30025, г. Киренск, п. Кривошапкино, м-н Авиаторов	2023	10,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
151	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №5 - оп.№76 (ПП-22), г. Киренск м-н Авиаторов, Балахня	2024	4,39км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
152	Реконструкция ВЛ-6кВ НПС, фидер №14,15, г. Тулун	2021	1,38км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
153	Реконструкция КТП-250/10/0,4кВ, ул. Соснина г. Киренск.	2023	0,63МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
154	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП №11 «Угольная, ТП№11 «Угольная» г. Тулун	2023	0,25МВА/3,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
155	Реконструкция КЛ-6кВ №125 «ПС-35/6 №1, яч. №1а - НПС-1 «б», яч. №1» с выносом из-под застройки, г. Ангарск, район Сангородка	2021	3,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
156	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер 17,18 ПС «Западная-3» (участок от оп.32 до оп.45) пересечение ул.Горького и ул.Школьная, г. Черемхово	2021	1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
157	Реконструкция ВЛ-10-0,4кВ с применением СИП, с. Казачинское, Казачинско-Ленский район	2021	16,42км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
158	Реконструкция ВЛ-0,4кВ микрорайон «Старая РЭБ», г. Усть-Кут	2021	4,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
159	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№3 РП-134, ВЛ-0,4кВ от ТП-179 с переносом ТП в центр нагрузок ул.Магистральная, г. Черемхово	2023	0,5МВА/2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Установка ТП в центр нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
160	Реконструкция КЛ-0,4кВ от ТП-	2022	0,25км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	186 (в 2 кабеля), г. Черемхово			90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
161	Реконструкция КЛ-0,4кВ от ТП-185 (в 2 кабеля), г. Черемхово	2022	0,26км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
162	Реконструкция ВЛ-10кВ КЗПХ, п. Качуг, Качугский район	2021	1,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
163	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ТП№8 «Восьмая», ТП №8 «Восьмая» г. Тулун	2024	0,4МВА/3,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
164	Реконструкция КЛ-6кВ №181 «ПС-35/6 №4, яч. №24 - ТП 17М-9, яч. №1» с выносом из-под застройки, г. Ангарск, 17 мкр-н	2021	1,65км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
165	Реконструкция ВЛ-0,4кВ с заменой деревянных опор на железобетонные с применением СИП ТП-121 - ТП-131 с заменой КТПН-6/0,22кВ №130,127,121,122,125 на КТПН-6/0,4кВ п. Касьяновка, Черемховский район	2024	2,212МВА/22,73км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
166	Реконструкция ВЛ-10кВ «Тальники-Сплавная»с. Тальники, Черемховский район	2024	7,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
167	Реконструкция ВЛ-10кВ Фидер №14, г. Зима	2021	1,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электроснабжения потребителей.
168	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№1 КРУН-6кВ ПС «Шахта Забитуй», КЛ-6 кВ фидер 1 ПС «Забитуй» от опоры №41 до опоры №42 (в 2 кабеля) п. Забитуй	2023	2,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
169	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер №2 ПС «Свирск» от оп.15 до оп.41 г.Свирск	2023	1,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
170	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-195 ул. Разведочная п. Мальта Усольского района	2021	0,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
171	Реконструкция ВЛ-10кВ Ф№4 «Кадинский», ВЛ-0,4 кВ р.п.Куйтун.	2024	23,49км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
172	Реконструкция электрических сетей 6/0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Байкальская, пер. Школьный, ул. Железнодорожная, ул. Набережная, ул. Советская, ТП-10, г. Байкальск Слюдянского района	2024	0,63МВА/4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
173	Реконструкция КЛ-10кВ ПС «Центральная - РП-85»	2021	1,25км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
174	Реконструкция ВЛ-10кВ «Тальники-БАМ», с. Тальники, Черемховский район	2023	2,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
175	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ, ул. Ломоносова г.Нижнеудинск			Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
176	Реконструкция СКТП № 44П кВ, КТПН-43П, п. Подгорный, Нижнеудинского р-на	2021	0,88МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
177	Реконструкция ВЛ-10 кВ Фидер№ Замзор-Первомайский п. Первомайский, Нижнеудиский р-н	2024	10,38км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
178	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Лесная, Дружбы, Советская от КТП-1 Нижнеудинский р-он, п. Шеберта	2022	2,98км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
179	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Лесная, Дружбы, Советская от КТП-2 Нижнеудинский р-он, п. Шеберта	2022	2,65км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
180	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ пер. Майский г. Нижнеудинск			Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
181	Реконструкция ВЛ-6 кВ д. Быстрая, Слюдянский район	2021	4,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
182	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Алтайская, Лесная, Молодежная от КТП-1 Нижнеудинский р-он, п. Замзор	2023	3,4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
183	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул.Набережная, Береговая, Садовая, Центральная, Шоферская, Школьная, Топорочная, Сосновая	2023	4,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	от КТП-2 Нижнеудинский р-он, п. Замзор			
184	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Дачная, пер. Транспортный, ул. Транспортная от КТП-19а, Нижнеудинский р-он, п. Шумский	2024	2,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
185	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Советская, Профсоюзная, Южная, Заводская, Малая заводская от КТП-22, Нижнеудинский р-он, п. Шумский	2024	5,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
186	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Красноармейская , ул. Железнодорожная с переключением к ТП-692 с. Мальта Усольского района	2021	1,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
187	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, . г.Усть-Кут, мкр ст. Усть-Кут	2024	9,98км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
188	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, г.Усть-Кут, мкр. Техучилище	2024	5,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
189	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-11У п.Улькан , Казачинско-Ленский район	2021	1,63км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
190	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, .д.Ключи, Казачинско-Ленский район	2024	17,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
191	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, д.Тарасово, Казачинско-Ленский	2022	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	район			нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
192	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Островского, ул. Плеханова в г. Усолье-Сибирское	2023	2,75 км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
193	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Транспортная, ул. Смоленская, ул. Магистральная, ул. Саянская, ул. Болотная, ул. Моховая, ул. Минская от ТП-6 г.Усолье-Сибирское	2023	2,3 км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
194	Реконструкция ВЛ-0,4кВ мкр.Закута, г. Усть-Кут	2022	7,97км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
195	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, г.Усть-Кут, ул. Чернышевского	2023	4,75км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
196	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ, СНТ «Октябрьской революции» г. Ангарск	2021	3,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
197	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Крупская, ул. Садовое кольцо, г. Ангарск	2021	0,4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
198	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-256, ТП-76, ТП-14 мкр. Старая РЭБ, г. Усть-Кут	2023	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
199	Реконструкция КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.109, яч.121 до РП-7	2024	1,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	ЗРУ-6кВ яч.7, яч.6 г. Усолье-Сибирское			нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
200	Реконструкция ВЛ-10кВ «Фидер №10» г.Зима	2023	11,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
201	Реконструкция ВЛ-0,4 кв пос. Тельма ф.№3 ТП-183 ул. Красной Звезды п. Тельма Усольского района	2022	0,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
202	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Набережная, ул. Велкова, ул. Матросова, ул. Логовая, ул. Кавказская ТП-4 п. Новомальтинск Усольского района	2022	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
203	Реконструкция ВЛ-0,4кв ул.Баумана ул. Мира ул.Полевая от ТП-16 п. Тайтурка Усольского района	2022	2,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
204	Реконструкция ТП-792 с установкой СТП-100-10/0,4 кВ п. Тайтурка Усольского района	2021	0,1МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
205	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Клары Цеткин от СМП-656 (ТП-177) г. Усолье-Сибирское	2022	1,5 км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
206	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, г.Усть-Кут, мкр Холбос	2024	10,49км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
207	Реконструкция ТП-51 с установкой КТПН-400-6/0,4 кВ г. Усолье-Сибирское	2021	0,4 МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
208	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Комсомольская, 1, 2 Лесная, пер Переездный от КТП-5 Нижнеудинский р-он, с. Худоеланское	2024	1,93км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
209	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. №5 г. Зима	2023	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
210	Реконструкция ВЛ-0,4кВ, г.Усть-Кут, мкр. Речники	2024	8,51км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
211	Реконструкция ВЛ-10кВ РП-7-РП-8 Левая цепь, Правая цепь, Зиминский район	2021	7,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
212	Реконструкция ВЛ-0,4кВ п. Новолетники, Зиминский район	2021	1,24км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
213	Реконструкция ТП-1п, п. Боровое, Зиминский район	2023	0,4МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
214	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Партизанская» от ТП-6 п.Залари	2021	1,15км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
215	Реконструкция ТП-38 ул.Ленина п. Залари	2023	0,63МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
216	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Набережная от ТП-170/1 п. Тельма Усольского района	2023	1,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
217	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Лазо» от ТП-6 п.Тыреть	2023	0,64км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
218	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Лазо»от ТП-7 п.Тыреть	2023	1,03км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
219	Реконструкция ТП-7 ул. Целинная п. Тыреть	2024	0,4МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
220	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Головинская -Владимир» п. Владимир	2024	2,1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
221	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Литвинова» от ТП-23 п.Новонукутск	2021	0,56км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
222	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Рабочая» от ТП-18 п.Новонукутск	2022	0,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
223	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ Рабочая» от ТП-6 п.Новонукутск	2021	0,45км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
224	Реконструкция ВЛ-0.4 кВ «Набережная» от ТП-20	2023	0,69км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	п.Новонукутск			нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
225	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Балаганск-Поселок», ВЛ-10 кВ ф. «Балаганск-Маслозавод» п. Балаганск	2024	1,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
226	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Воинов интернационалистов на запад» от ТП-5, г. Тайшет, Тайшетский район.	2024	2,12 км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
227	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Комсомольская на восток» от ТП-5, г. Тайшет, Тайшетский район.	2021	1,39км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
228	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. Менжинского» от ТП-5А, г. Тайшет	2023	1,83км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
229	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. №3 от ПС-35/10 кВ «Мелькомбинат» г. Тайшет, Тайшетского района.	2022	2,98км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
230	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Пионерская, Маршала Жукова, Победы» от ТП-14, р.п. Квиток, Тайшетского района.	2024	1,74км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
231	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. Маршала Жукова, ул. Победы, ул. Дружбы», Свердлова от ТП-15, р.п. Квиток, Тайшетского района.	2022	1,42км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
232	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. « Свердлова, Комсомольская» от ТП-15, р.п. Квиток, Тайшетского района.	2023	1,4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
233	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. «Квиток» от ПС-110 кВ Тяговая «Невельская», р.п. Квиток, Тайшетского района.	2022	5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
234	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Низ Советской» от ТП-5а г. Бирюсинск, Тайшетского района.	2022	0,71км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
235	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Горького» от ТП-3, г. Бирюсинск, Тайшетского района.	2023	1,86км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
236	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Поселок» от ТП-8 р.п. Шиткино, Тайшетского района.	2023	1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
237	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Ленина -2» от ТП-6 р.п. Шиткино, Тайшетского района.	2022	1,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
238	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Советская» по ул. Советская от ТП-1, д. Николаевка, Тайшетского района	2024	1,63км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
239	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фид. «Школа» от ТП-1, д. Николаевка, Тайшетского района.	2022	1,87км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
240	Реконструкция КТПН-1, КТПН-2, с. Одинск, Ангарский район	2021	0,65МВА	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
241	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по	2021	0,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	ул. Нагорная, ул. Чехова р.п. Мегет, Ангарский район			нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
242	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. «Стеклянка» р.п. Мегет, Ангарский район	2022	7,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
243	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. Нагорная, Школьная, Партизанская, Береговая, пер. Партизанский от ТП-1 с. Савватеевка, Ангарский район	2022	1,1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
244	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ от КТП-4 д. Звездочка, Ангарский район	2023	1,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
245	Рекострукция рапсределительных электрических сетей 0,4-6 кВ от КТП-76п, СНТ «Автомобилист» г. Ангарск	2023	0,25МВА/1,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
246	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Майская, Калинина, Садовая, р.п. Мегет, Ангарский район	2024	2,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
247	Реконструкция рапределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Школьная, ул. Степная с. Савватеевка, Ангарский район	2024	1,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
248	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Лесная, ул. Сосновая д. Ново-Одинск, Ангарский район	2024	3,1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
249	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная, ул. Чкалова с. Оса,	2021	0,4МВА/1,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Осинский р-н			Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
250	Реконструкция ВЛ-10 кВ Тараса-Бохан в п. Бохан, Боханского р-на	2022	7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
251	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Заречная, Кирова от ТП-Заречная, п. Бохан, Боханского р-на	2021	0,98км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
252	Реконструкция рапределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Колхозная, Никифорова, Ключевая, Набережная от ТП - Автовокзал в п. Бохан, Боханского р-на	2022	0,63МВА/0,84км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
253	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Терешковой, Трудовой от ТП-Детсад, п. Бохан, Боханского р-на	2023	0,4 МВА/0,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
254	Реконструкция распределительных электричесикх сетей 0,4-10 кВ от ТП Школа с. Бугульдейка, Ольхонского р-на	2022	3,7км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
255	Реконструкция распределительных электричесикх сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная, ул. Байкальская, ул. Пушкина, ул. Павлика Морозова, ул. Ленина, ул. 40 лет Победы, ул. Мира с. Бугульдейка, Ольхонского р-на	2024	6,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
256	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-Комхоз в с. Еланцы, Ольхонского р-на	2022	1,4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				электроснабжения потребителей.
257	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-Приют в с. Еланцы, Ольхонского р-на	2024	1,12км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
258	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ по ул. Неугодниковская, ул. Буфер, п. Жигалово, Жигаловского р-н	2022	1,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
259	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ «Целинная» от ТП- Целинная, ВЛ-0,4 кВ от ТП-СУ-2, п. Качуг, Качугский район	2023	1,93км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
260	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Поселок» в п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2024	5,3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
261	Реконструкция ВЛ-10 кВ Маслозавод в п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2024	4,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
262	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ, по улицам Куйбышева, Кооперативной, Набережной, пер. Партизанский с. Тутура, Жигаловский р-н	2024	4,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
263	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ по ул. Мира, ул. Луговая, ул. Строителей, ул. Юбилейная, ул. Мичурина, п. Усть-Уда, Усть-Удинского р-на	2022	2,16км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
264	Реконструкция ВЛ-10 кВ «СХТ», монтаж 2-х реклоузеров, п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-	2024	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	н			электроснабжения потребителей.
265	Реконструкция отпайки ВЛ-10 кВ «Пушкина» от ВЛ-10 кВ «АБЗ», п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
266	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ от ТП-Малеева, п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	0,25МВА/0,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
267	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бурдаковка-Бурдугуз», ВЛ-10кВ «Бурдаковка - пос.Дорожников», ТП-160 «п. Дорожников», ТП-156 «п.Бурдаковка, ферма КРС» д. Бурдаковка Иркутского района	2024	0,56МВА/6,75км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
268	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ул. Ф.Обыскаловой , ул. Олега Кошевого, ул. Пушкина, ул. Радищева, ул. Комарова п. Мишелевка Усольского района	2021	4,2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
269	Реконструкция электрических сетей 0,4-6кВ по ул. Центральная, ул. Липовая, ул. Тополиная, ул. Сиреневая, ул. Ольховая, ул. Рябиновая, ул. Родниковая, ул. Тенистая, ТП-6/0,4, п. Сергиев Посад Иркутского района	2024	0,63МВА/3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
270	Реконструкция распределительных электричесикх 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 Иркутского района	2023	0,4МВА/5,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
271	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ по ул. Трактовая, ул. Заречная, Ново-заречная, д. Зорино-Быково Иркутского района	2022	3,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
272	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Трактовая, ул. Лесная, ул. Нагорная, ул. Зои Космодемьянской, ул. Майская, пер. Майский, пер. Тенистый, ул. Тенистая, ул. Бечаснова, ул. Железнодорожная, ул. Мира, ул. Трудовая, ул. Карьерная, ул. Березовая, ул. Солнечная, пер. Зеленый, ул. Солнечная, ул. Зеленая с. Смоленщина Иркутского района	2024	8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
273	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ ул. Заводская, ул. Трактовая, ул. Светлая, ул. Рабочая, пер. Южный, ул. Дачная, пер. Крылья, ул. Набережная д. Мельничная Падь Иркутского района	2024	5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
274	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ ул. Сосновая, пер. Сосновый, ул. Гаражная, ул. Школьная, ул. Промышленная, р.п. Маркова Иркутского района	2024	5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
275	Реконструкция электрических сетей 6/0,4кВ ул. Набережная, ул. Фурманова, ул. Труда, ул. Октябрьская, ул. Ангарская, ул. Чайковского, ул. Ломоносова, ул. Олега Кошевого, ул. Матросова,	2024	6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	ул. 5-я Советская, ул. Лазо, ул. Лесная р. п. Большая Речка Иркутского района			
276	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Ангарская, ул. Ключевая, ул. Нагорная п. Никола Иркутского района	2022	2км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
277	Реконструкция ВЛ-10кВ от ПС «Ерши» до п. Мельничная Падь, вдоль автодороги Иркутск - Падь Мельничная	2024	10км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
278	Реконструкуция ВЛ-0,4кВ Култук, ул. Горная, пер. Железнодорожный, Слюдянский район	2022	3км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
279	Реконструкция электрических сетей 0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Магистральна, ул. 40 лет Победы, пер. Речной, ул. Пушкина, ТП-43, ТП-47 п. Утулик, Слюдянского района	2024	1,03МВА/4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
280	Реконструкция ВЛ 6/0,4 кв ф.№1 ТП-61 ул. Малая, 9-е Мая, Менделеева, Свердлова, Садовый тупик, 1-е Мая г. Усолье-Сибирское	2021	1,6км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
281	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТПН-1, ТП-4, ТП-5 ул. Восточная, Зеленая, Трактовая, Октябрьская Мира, Набережная, Пролетарская. 40 лет Победы, Долгополова п. Раздолье	2022	4,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
282	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-3 ул. 1-я Заречная, 2-я Заречная, д.	2021	3,9км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	Большая Черемшанка, Усольского района			нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
283	Реконструкция ВЛ-0,4 кв фидер № 1 ул. Щорса (ТП-15) с увеличением класса напряжения по ул. Щорса от опоры №168 ВЛ-10кв ТП-4 Н.Булай. п. Мишелевка Усольского района	2021	0,8км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
284	Реконструкция ВЛ-0,4кв ул. Горького, ул. Котовского от ТП-15 с увеличением класса напряжения по ул. Горького от опоры №168 ВЛ-10кв ТП-4 Н.Булай п. Мишелевка, Усольского района	2021	1км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
285	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Магистральная, п. Утулик, Слюдянский район	2021	0,88МВА/2,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Увеличение электрических нагрузок. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
286	Реконструкция ВЛ-10кВ «Судоверфь», ул. Горького, р. п. Листвянка Иркутского района	2023	2,5км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
287	Реконструкция ВЛ-0,4кВ по ул. Лазо, ул. Куликова, ул. Кузнецова, ул. Судзиловского, ул. Островского, ул. Чапаева, ул. Гудина, ул. Горького, р. п. Листвянка Иркутского района	2024	4км	Высокий физический износ распределительных электрических сетей (более 90%). Исключение аварийных технологических нарушений. Превышение нормтаивного срока эксплуатации. Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей.
288	Строительство отпайки ВЛ-6кВ фидера №7 ПС «Западная-1» от ТП-86 до ТП-33, КТПН-630/6/0,4 кВ г. Черемхово	2022	0,63МВА/1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
289	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 кВ ФЖ4 «Кадинский», КТП-10/0,4 кВ р.п.Куйтун	2023	0,73МВА/1,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
290	Строительство отпайки ВЛ-10 кВ, КТП-10/0,4/250 кВА ул. Парковая, г. Нижнеудинск	2022	0,25 МВА/0,3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
291	Строительство КТПН-250/10кВ - 2 шт., ВЛ-10кВ, ВЛ-0,4кВ ул. Кольцевая, ул. Горького, п. Балаганск	2021	0,5МВА/0,7км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
292	Строительство ВЛ-10 кВ, строительство КТП-10/0,4/400 кВА, ул. Ломоносова г. Нижнеудинск	2021	0,4 МВА/0,35км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
293	Строительство КТПН-630/10/0,4 кВ уч. Куряты, Нижнеудинского р-на	2021	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
294	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. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
295	Строительство КТПН-250/6/0,4кВ., КТПН-400/6/0,4кВ-1шт. г.Усть-Кут, мкр ст. Усть-Кут	2023	0,65МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
296	Строительство ВЛ-0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт. г.Усть-Кут, мкр Холбос	2021	0,4МВА/0,25км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
297	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ ул. Транспортная, п.Улькан , Казачинско-Ленский район	2021	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
298	Строительство ВЛ-10 кВ, КТП-250/10/0,4 кВ ул. Возрождения д.Тарасово, Казачинско-Ленский район	2021	0,25МВА/0,79км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
299	Строительство ЛЭП-10/0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт., строительство КТПН-250/10/0,4кВ-3шт. д.Ключи, Казачинско-Ленский район	2023	1,150МВА/6,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
300	Строительство ВЛ-10 кВ пер. Вокзальный, КТПН-630/10/0,4 кВ	2023	0,63МВА/0,25км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	по ул. Плеханова г. Усолье-Сибирское			обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
301	Строительство ВЛ-10 кВ «ТП-6-1 - Песчанка»	2021	3,85км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания.
302	Строительство КЛ-10кВ от ПС 110 кВ «Вокзальная» КРУН-10кВ яч.9, яч.20 до РП-4 ЗРУ-10кВ яч.7, яч.4 г. Усолье-Сибирское	2022	2,57км	Строительство резервных кабельных линий, с выносом из зон промышленного и гражданского строительства объектов
303	Строительство КЛ-6кВ от ГПП-1 ЗРУ-6кВ яч.23, яч.22 до РП-3 ЗРУ-6кВ яч.13, яч.6 г. Усолье-Сибирское	2023	2,1км	Строительство резервных кабельных линий, с выносом из зон промышленного и гражданского строительства объектов
304	Строительство КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.98, яч.104 до ТП-98 РУ-6кВ яч.1, яч.4 г. Усолье-Сибирское	2022	2,24км	Строительство резервных кабельных линий, с выносом из зон промышленного и гражданского строительства объектов
305	Строительство ВЛ-10кВ ул. Фабричная, КТП-400-10/0,4 кВ ул. Набережная п. Тельма Усольского района	2023	0,4МВА/0,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
306	Строительство КТПС-100/10/0,4 кВ по ул. Заречная, ул. Нагорная, ул. Новая с. Кумарейка	2024	0,3МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
307	Строительство СКТП-100/10/0,4 кВ по ул. Ленина от ТП-5 п. Троицк	2022	0,1МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
308	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в северной, юго-западной, юго-восточной частях п. Новонукутск	2024	0,48МВА/3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
309	Строительство КЛ-6кВ «ТП-53А - РП-2», г. Усолье-Сибирское	2022	1,8км	Строительство резервных кабельных линий, с выносом из зон промышленного и гражданского строительства объектов
310	Строительство ВЛ-10кВ,ТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный, г. Саянск	2024	0,25МВА/0,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
311	Строительство ВЛ-10кВ,2хТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный г.Зима (I очередь)	2021	0,5МВА/1,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
312	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-58 до ж.д. №96 ул. Куйбышева г.Зима	2021	0,12км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
313	Строительство КТП-10/0,4 кВ по ул. Индустриальная г. Нижнеудинск	2021	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
314	Строительство 2хКЛ-0,4кВ от ТП-20э до ж.д. №29 ул. Лазо г.Зима	2021	0,12км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
315	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-108 до ж.д. №3 ул. Донской проезд г.Зима	2021	0,14км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
316	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в мкр. Молодежный, г. Зима	2024	0,8МВА/6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
317	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-74 до ж.д. №85 ул. Октябрьская г.Зима	2022	0,12км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
318	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-37 до ж.д. №83 ул. Куйбышева г.Зима	2022	0,08км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
319	Строительство 2х КЛ-0,4кВ от ТП-108 до ж.д. №34А ул. Лазо г.Зима	2023	0,08км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
320	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-62 до ж.д. №2 ул. Ленина г.Зима	2023	0,08км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
321	Строительство КЛ-0,4кВ от ТП-39 до ж.д. №4 ул. Новокшонова г.Зима	2024	0,08км	Строительство резервных кабельных линий, обеспечение 2 категории надежности электроснабжения потребителей
322	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-400кВА, ВЛ-0,4кВ ул.Октябрьская п.Балаганск	2021	0,4МВА/3,56км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
323	Строительство ТП-2 ул.Луначарского г.Зима	2023	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
324	Строительство ТП-14 ул.Кошевого г.Зима	2021	0,4МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
325	Строительство ТП-114 ул.Трактовая г.Зима	2021	0,4МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
326	Строительство ТП-30 ул.Матросова п.Залари	2022	0,4МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
327	Строительство ТП-1 ул. Буденого п.Залари	2024	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
328	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. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
329	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Свердлова от ТП-15, р.п. Квиток, Тайшетского района.	2022	0,25МВА/0,4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
330	Строительство КТПС-160/10/0,4 кВ на пересечении ул. Ленина и Свенцкого, р.п. Шиткино, Тайшетского района.	2022	0,16МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
331	Строительство ЛЭП-10 кВ от ТП-4 до оп. №2 ф. «Одинск» с. Одинск, Ангарский район	2021	0,3км	Расчеты
332	Строительство ВЛ-0,4 кВ по ул. Счастливая, КТПН-630/10/0,4 кВ р.п. Мегет, Ангарский район	2021	0,63МВА/1,3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
333	Строительство КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Школьная, ул. Партизанская с. Савватеевка, Ангарский район	2022	0,5МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
334	Строительство СТП-250/10/0,4 кВ по ул. Сплавная, д. Звездочка, Ангарский район	2023	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
335	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. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
336	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. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
337	Строительство рапсределительных электрических сетей 0,4-10 кВ кВ от ул. Лесная к ул. Сосновая, д. Ново-Одинск, Ангарский район	2024	0,25 МВА/0,15км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
338	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Неугодниковская, п. Жигалово, Жигаловский р-н	2022	0,16МВА/0,15км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
339	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, п. Усть-Уда, Усть-Удинский р-н	2021	0,4МВА/0,53км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
340	Строительство рапределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Пуляевского, ул. Ленский Расстрел, п. Качуг, Качугский	2021	0,16МВА/0,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
	район			трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
341	Строительство распределительных электрических сетей 0,4кВ по ул. 9 мая, ул. Вампилова, ул. Первомайская, ул.Урбаева, ул. Хаптаева в с. Баяндай, Баяндаевского р-на	2021	2,2км	Развитие распределительных сетей 0,4 кВ в районе индивидуальной жилой застройки.
342	Строительство ТП-20/0,4 кВ на улице Куйбышева, с. Тутура, Жигаловский р-н	2022	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
343	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в районе ул. 8 Марта в п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	0,8МВА/3,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
344	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в районе СОТ «Надежда» в п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н	2024	0,8МВА/3,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
345	Строительство распределительных электричесикх сетей 0,4-10 кВ по ул. Байкальская, ул. Ленина, с. Бугульдейка, Ольхонского р-на	2021	0,32МВА/0,1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
346	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ, с. Бугульдейка, Ольхонского р-на	2023	0,96МВА/2,15км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
347	Строительство СТП-250кВА по ул. Щорса и ул. Горького п. Мишелевка Усольского района	2021	0,5МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
348	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 Иркутского района	2024	1,28МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
349	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Новая, ул. Песчаная, ул. Байкальская, ул. Киевская, ул. Лесная, ул. Рабочая, в д. Бурдаковка Иркутского района	2024	1,28МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
350	Строительство распределительных электрических сетей 10/0,4кВ кВ на ул. Депутатская, ул. Профсоюзная, Панфилова, ул. Октябрьская в р. п. Култук Слюдянского района	2022	0,64МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
351	Строительство распределительных электрических сетей 6/0,4кВ на ул. Трактовая, в п. Утулик Слюдянского района	2021	0,32МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
352	Строительство рапсределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в жилых массивах 1, 4, 6, 7 МО Смоленское, Иркутский район	2021	1,26МВА/2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
353	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6(10) кВ г. в северной, северно-восточной, северно-западной частях г.Черемхово (пер. Забитуйский, пер. Крупской, ул. Чернышевского, ул. Волочаевская, ул. Инешина)	2024	1,85МВА/6,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
354	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТПН 630/10/0,4 на территория южной жилой застройки с. Одинск, г. Ангарск	2024	2,52МВА/7,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
355	Строительство распределительных электрических сетей 04-10 кВ п. Зеленый, п. Западный, г. Усолье-Сибирское	2024	2МВА/3,8км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
356	Строительство распределительных электрических сетей 04-10 кВ в северо-восточной части п. Тельма, Усольский район	2023	0,4МВА/1,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
357	Строительство распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ п.Усть-Ордынский, ул. Балтахинова, Советская, Горького, Калинина, Борсоева, Школьная, Дачная, Кислородная, Буденного, Хангалова, Хандагайская, Суборовой	2023	1,6МВА/4,82 км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
358	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в юго-западной части п. Усть-Уда, Усть-Удинский район	2023	0,25МВА/1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
359	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в южной части п. Качуг, Качугский район	2024	0,5МВА/2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
360	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в северной части с. Баяндай,Баяндаевский район	2023	0,5МВА/2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
361	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. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
362	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в мкр. Мельничный, мкр. Балахня, г. Киренск	2023	0,5МВА/3км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
363	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в юго-восточной, юго-западной частях п. Тыреть, Заларинский район	2024	0,64МВА/4км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
364	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ в мкр.Перевал, мкр. Рудо, г. Слюдянка	2024	0,41МВА/4,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
365	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в северо-западной части п. Мельничная Падь, Иркутский район	2023	0,4МВА/1,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
366	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в южной части д. Бурдаковка, Иркутский район	2024	0,4МВА/2,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
367	Строительство распределительных сетей 10-0,4 кВ, г.Нижнеудинск, ул. Пшеничная, ул. Просвещения, Трактовая, Энтузиастов, Циолковского, пер. Российский	2022	0,8МВА/1,8км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
368	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-6 кВ в западной прибрежной части п. Утулик, Слюдянский район	2023	0,41МВА/1,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
369	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Нагорная, Мира, Лесная, Зои Космодемьянской в с. Смоленщина Иркутского района	2024	0,64МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
370	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ в п. Тибельти Слюдянского района	2023	1,2МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
371	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в центральной части р.п. Байкал, Слюдянский район	2023	0,32МВА/2,5км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
372	Строительство РП-3, КЛ-10 кВ п. Култук , Слюдянский район	2022	0,1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания.
373	Строительство распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ по ул. Западная, Центральная, с. Еланцы	2021	0,25МВА/1км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
374	Строительство КЛ-6 кВ, ВЛ-6 кВ, СТП-250 кВА СНТ «Октябрьской революции» г. Ангарск	2021	0,5МВА/1,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
375	Строительство КЛ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ ул. Крупская, г. Ангарск	2021	0,6км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
376	Строительство КТП-630-10/0,4 кВ с трансформатором ТМГ-630-10/0,4 кВ, ул. Менделеева г. Усолье-Сибирское	2021	0,63МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
377	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 2 шт. по ул. Трактовая и ул. Восточная п. Раздолье.	2021	0,5МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует дополнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
378	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 1 шт. по ул. 1-я Заречная д. Большая Черемшанка, Усольского района	2021	0,25МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
379	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Куликова, ул. Кузнецова, ул. Судзиловского, ул. Чапаева, ул. Гудина, ул. Горького, ул. Лазо, ул. Островского, в р. п. Листвянка Иркутского района	2024	1,28МВА	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ в районе индивидуальной жилой застройки. Рост нагрузок требует доплнительных фидеров 10 кВ, для обеспечения действий защит требуется разукрупнение линий и перевод части нагрузки на другие центры питания. Перегруз существующих трансформтаорных подстанций, требуется установка разгрузочных трансформтаторных подстанций.
380	Строительство ВЛ-10кВ «ПС-*110/35/10кВ «Киренск», яч. №11* - ЗРУ-6/10кВ Киренской ДЭС», г. Киренск	2024	2,2км	Развитие распределительных сетей 6-10 кВ, повышение пропускной способности островной части г. Киренск.
381	Реконструкция ВЛ-35кВ «Косая Степь - Бугульдейка» в с. Бугульдейка, Ольхонский район	2022	14км	ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов. Будет произведена замена провода на провод марки АС-70, установка металлических опор производства ЗАО «ЭЛСИ»
382	Реконструкция ВЛ-35кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП-5 в г. Ангарске	2022	5км	Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ан-гарская – 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, протяжен-ность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому регио-ну» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5. ПС 35/6 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 (выключа-тели В1-35 кВ, В2-35 кВ –

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 г. Данный тип оборудова-ния требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с совре-менными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммута-ционные аппараты). От ПС 35/6 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потре-бителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобес-печения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 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, остав-шийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации элект-роустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в ре-жиме 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 35/6 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. Реконструк-цию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного обо-рудования 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 соответ-ствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести пере-ключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1. Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, из-менение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангар-ская») ПС 35/6 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
383	Реконструкция РП-5 35/6кВ, г. Ангарск	2023	50МВА	Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ан-гарская – 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, протяжен-ность – 5,2 км, год

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				ввода в эксплуатацию – 1968 г. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому регио-ну» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5. ПС 35/6 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 (выключа-тели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 г. Данный тип оборудова-ния требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с совре-менными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммута-ционные аппараты). От ПС 35/6 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потре-бителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобес-печения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 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, остав-шийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации элект-роустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в ре-жиме 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 35/6 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. Реконструк-цию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного обо-рудования 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 соответ-ствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести пере-ключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1. Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, из-менение точки подключения – вторая точка с ГПП-1 вместо ПС «Ангар-ская») ПС 35/6

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).
384	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ»Уда-2» Нижнеудинский р-он, п. Шумский	2022	0,88км	Электроснабжение ПС 35/10 кВ Уда-2 осуществляется по ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, подключенной ответвлением от ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог (ОАО «ИЭСК»). Ответвление ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский выполнено проводом марки АС-50, с применением деревянных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовле-творительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превы-шает предельно-допустимые нормы. Требуется замена опор и провода. Опоры будут предусмотрены типа СК-22 или металлические.
385	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» Мамско-Чуйского района	2024	10 км	Электроснабжение ПС-35/6 кВ «Мама» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опорах, протяженность – 26,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1958 г. Превышение нормативного срока эксплуатации. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей пгт. Мама требуется реконструкция реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода. Опоры будут предусмотрены металлические ЗАО «ЭЛСИ».
386	Реконструкция ВЛ-35кВ «Онот-Тальники» Черемховский район	2023	15км	Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 г., принята на баланс ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в 2015 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находит-ся в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы. В целях повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию отпайки (ВЛ 35) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голу-меть – Онот с заменой существующих опор на железобетонные и металлические опоры ЗАО «ЭЛСИ», замену существующего провода.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
387	Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское	2023	50МВА/0,2км	Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осу-ществляется 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 ки-оск 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), протяжен-ность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основ-ная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резерв-ная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – ка-бельная 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 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 трансформа-тора), 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

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				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 35/6 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 расши-рения 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 трансформа-торов 35/6 кВ мощность 10 МВА (в случае строительства нового центра питания ПС 35/6 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, требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсут-ствует) 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 35/6 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС 35/6 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35/6 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35/6 кВ Кристалл планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт. ПС 35/6 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 В для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35/6 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 35/6 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 35/6 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2020-2024 г.г.. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 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.
388	Строительство ПС 35/6 кВ г. Байкальск	2021	50МВА/0,1км	В целях обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Особая экономическая зона» Иркутск. В наличии заявки на технологическое присоединение №122 и №123 от 17.02.2021 года. Электроснабжение ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ БЦБК. ВЛ-35 кВ находится в ведении филиала ЮЭС ОАО «ИЭСК». Здание ГПП-1 смонтировано в 1971г, трансформа-тор №1 ТД-10000/35 -1962 года выпуска, трансформатор №2 ТДНС-10000/35 - 1999 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 6,2 МВт, Т-2 – 4,6 МВт. ЗРУ-6 кВ выполнено из двух секций шин, состо-ящие из 29 ячеек, 1966 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1970-е года. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребите-лей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизне-обеспечения города. Для приведения ПС к нормативному состоянию требуется: • ремонт здания (замена кровли (шифер на профилированный лист), ремонт

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
				полов, косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические), реконструкция освещения помещений. • реализация мероприятий по созданию защиты трансформатора Т-2 по напряжению 35 кВ, т.к. в случае короткого замыкания на вводах 35 кВ возможен его выход из строя. • установка второго блок выключателя 35 кВ для защиты транс-форматора Т-2. Монтаж второго блок выключателя включалась в инвестиционную программу предприятия, подрядчиком не были выполнены работы. • капитальный ремонт трансформатора Т-1 с заменой уплотнитель-ных прокладок (течь масла). • реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в ЗРУ-6 кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели на выкатном элементе, т.к. на ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъедините-ли находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполне-нии коммутации возможно разрушение изоляции. • перенос порталов, а также монтаж ограждения периметра ПС.
				• установка ТН 35кВ в комплекте с разъединителем. • реализация мероприятий по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств. Учитывая вышеперечисленное (необходимость комплексной реконструкции и замены всего оборудования и сооружений существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1), целесообразным является строительство нового питающего центра напряжением 35/6,3-10 кВ с трансформаторами 2*25000 кВА, с дальнейшим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1. Такой вариант позволяет выполнить работы по установке нового оборудования без вывода в ремонт существующего (реконструкция на существующей площадке ПС 35/6 кВ ГПП 1 требует длительного вывода в ремонт оборудования, также увеличивается стоимость СМР и ПНР на действующем энергообъекте).
МУП «Катангская ТЭК»				
389	Реконструкция ВЛ 10 кВ в с. Ербогачен Катангского района	2023	1,5 км	Реконструкция существующей

Таблица 4.5.3. Перечень мероприятий по вводу электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, ввод/реконструкция которых планируется при выполнении 2 этапа развития Восточного полигона РЖД*

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Транзит 110 кВ Тайшет-Канская опорная				
1	Установка на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 30 Мвар	30 Мвар	2021	ОАО «РЖД»
2	Установка на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая БСК мощностью 75 Мвар	75 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
3	Замена на ПС 110 кВ Канская опорная выключателей, разъединителей и трансформаторов тока 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»
4	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет ошиновки 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) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
5	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Запад ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад - Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
6	Установка на ПС 110 кВ Решоты АОСН	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
7	Установка на ПС 110 кВ Ключи АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
8	Установка на ПС 110 кВ Иланская АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
9	Установка на ПС 110 кВ Канская опорная и ПС 500 кВ Тайшет АОПО ЛЭП транзита 110 кВ Канск - Тайшет с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК»
10	Установка АОСН на ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Шарбыш тяговаяс реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
11	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ПАО «Россети Сибирь», ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет-Тулун				
12	Замена в РУ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет оборудования: - ошиновки и разъединителей ВЛ 110 кВ Силикатная - Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха; - ошиновки и разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, разъединители	2021	ОАО «ИЭСК»
13	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Силикатная оборудования: - ошиновки, выключателей и разъединителей ВЛ 110 кВ Силикатная -Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха;	Ошиновка, выключатели, разъединители	2023*	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	- ошиновки, выключателей и разъединителей ВЛ 110 кВ Замзор - Силикатная с отпайкой на ПС Топорок, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой			
14	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Замзор оборудования: - ошиновки, выключателей, разъединителей и трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Замзор - Силикатная с отпайкой на ПС Топорок; - ошиновки, выключателей, разъединителей и трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители, ТТ	2023*	ОАО «РЖД»
15	Замена провода ВЛ 110 кВ Замзор - Тайшет с отпайками на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
16	Замена провода ВЛ 110 кВ Силикатная - Тайшет с отпайкой на Облепиха на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
17	Замена провода (участки АС-185) ВЛ 110 кВ Тулун - Шеберта I, II цепь на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
18	Замена провода ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
19	Замена провода ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС Ук на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
20	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО вл 110 кВ Шеберта -Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
21	Установка на ПС 110 кВ Нижнеудинск БСК 50 Мвар	50 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
22	Установка на ПС 110 кВ Замзор БСК 25 Мвар	25 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
23	Замена на ПС 500 кВ Тулун секционного выключателя ОРУ 110 кВ на выключатель с большей допустимой токовой нагрузкой	Выключатель	2023*	ОАО «ИЭСК»
24	Замена на ПС 500 кВ Тулун ошиновки РУ 110 кВ на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
25	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	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
26	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»
27	Установка на ПС 110 кВ ПС 110 кВ Нижнеудинск АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
28	Установка на ПС 110 кВ Замзор: АОПО ВЛ 110 кВ ВРЗ - Замзор с отпайкой на ПС УК;	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	АОПО ВЛ 110 кВ Водопад - Замзор с отпайкой на ПС УК; АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН			
29	Установка на ПС 110 кВ ВРЗ АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
30	Установка на ПС 110 кВ Водопад АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
31	Установка на ПС 110 кВ Худоеланская АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
32	Установка на ПС 110 кВ Шеберта АОПО ВЛ 110 кВ Шеберта - Худоеланская	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
33	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тулун - Ново-Зиминская				
34	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 ВЛ 110 кВ Тулюшка - Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун - Тулун с отпайками до ПС 110 кВ Нюра (1 км). Расширение ПС 500 кВ Тулун РУ 110 кВ на 2 линейные ячейки	2х2,5 км, Выключатели	2023*	ОАО «ИЭСК»
35	Установка АЧР на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Ново-Зиминская - Черемхово				
36	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»
37	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 (вновь образованная ВЛ)	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
38	Замена на ПС 220 кВ Черемхово трансформаторов тока АТ-1, 2 по стороне 110 кВ на трансформатор тока с большей допустимой токовой нагрузкой	ТТ	2021	ОАО «ИЭСК»
39	Установка на ПС 220 кВ Черемхово АОПО ВЛ 110 кВ Черемхово - Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово - Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
40	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				
41	Реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I, II цепь	2х2,6 км	2022	ОАО «ИЭСК»
42	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»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
43	Переключение на ПС 220 кВ Ново-Ленино обмоток с 600/5 А на 1200/5 А трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками	–	2023*	ОАО «ИЭСК»
44	Замена провода ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - Еловка с отпайкой на ПС Западная АС-185 на высокотемпературный Amsterdam, 15 км	15 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
45	Замена провода ВЛ 110 кВ Мегет - Ново-Ленино АС-185 на высокотемпературный й Amsterdam, 19 км	19 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
46	Замена на Иркутской ТЭЦ-10 ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская на ВЧЗ с большей допустимой токовой нагрузкой	ВЧЗ	2023*	ООО «Байкальская энергетическая компания»
47	Замена ПС 500 кВ Иркутская ошиновки, выключателя и ВЧЗ ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатель, ВЧЗ	2023*	ОАО «ИЭСК»
48	Установка на Иркутской ТЭЦ-10 АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10-Ново-Ленино с отпайками, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Еловка с отпайками	Устройства ПА	2023*	ООО «Байкальская энергетическая компания»
49	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и ошиновки ВЛ 110 кВ Ново-Ленино - ИАЗ I цепь и II цепь на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, разъединители, ТТ	2022	ОАО «ИЭСК»
50	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД», ООО «Байкальская энергетическая компания», ОАО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово - Слюдянка				
51	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	2021	ОАО «ИЭСК»
52	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	2021	ОАО «ИЭСК»
53	Замена на ПС 220 кВ Шелехово шинного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ	Разъединители	2021	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	Шелехово - Рассоха, шинного, линейного и обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг на разъединители с большей допустимой токовой нагрузкой			
54	Замена на ПС 110 кВ Рассоха: - ошиновки ЛЭП и ошиновки секционного выключателя; - секционного выключателя; - трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Шелехово - Рассоха, на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, выключатели, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
55	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Большой Луг трансформатора тока и ошиновки на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
56	Замена на ПС 110 кВ Подкаменная трансформаторов тока 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	Ошиновка, ТТ	2023	ОАО «РЖД»
57	Установка на ПС 220 кВ Шелехово АОПО ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово и ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
58	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 220 кВ ПС 220 кВ БЦБК - ПС 220 кВ Мысовая				
59	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»
60	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»
61	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Саянская тяговая -Тайшет				
62	Установка на ПС 220 кВ Саянская тяговая АОПО ВЛ 110 кВ Саянская тяговая - Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая; ВЛ 110 кВ Саянская тяговая - Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
63	Установка на ПС 500 кВ Тайшет АОПО ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая -Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая, ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая с реализацией УВ на ДС	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
64	Установка на ПС 220 кВ Саянская тяговая, ПС 110 кВ Кварцит тяговая, ПС 110 кВ Запань тяговая и ПС 110 кВ Абакумовка тяговая АОСН с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
65	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой секционного	ОРУ, СВ	2023*	ОАО «РЖД»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	выключателя 110 кВ			
66	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	Выключатель	2023*	ОАО «РЖД»
67	Замена провода {АС-150) ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
68	Замена провода (АС-150) ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46) на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ПАО «Россети Сибирь»
69	Замена на ПС 500 кВ Тайшет ошиновки ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «ИЭСК»
70	Замена на ПС 110 кВ Кварцит тяговая ошиновки ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
71	Замена на ПС 110 кВ Абакумовка тяговая ошиновки ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая - Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43) на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
72	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
	Транзит 110 кВ Тайшет - Опорная			
73	Строительство ВЛ 110 кВ БЛПК - Опорная I и II цепь	2х12 км	2021	ОАО «ИЭСК»
74	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»
75	Замена в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тайшет-Восточная ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная - Тайшет на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
76	Замена на ПС 110 кВ Турма ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на ошиновку с большей допустимой токовой нагрузкой	Ошиновка	2023*	ОАО «РЖД»
77	Замена провода (АС-185) ВЛ 110 кВ Опорная - Турма на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
78	Установка на ПС 110 кВ Огневка АОПО ВЛ 110 кВ Огневка - Чукша и ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
79	Установка на ПС 110 кВ Новочунка АОПО ВЛ 110 кВ Чуна тяговая -Новочунка I, II цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
80	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ МПС - Опорная с отпайками	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
81	Установка на ПС 110 Тайшет-Восточная БСК мощностью 40 Мвар	40 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
82	Установка на ПС 110 Огневка БСК мощностью 2х25 Мвар	2х25 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»
83	Установка на ПС 220 кВ Опорная АОПО ВЛ 110 кВ Опорная - Турма с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
84	Установка на ПС 110 кВ МПС АОСН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
85	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	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
86	Установка на ПС 110 Тайшет-Восточная и ПС 110 Огневка АОСН с реализацией УВ на включение БСК и ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
87	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Гидростроитель - Коршуниха				
88	Установка на ПС 110 кВ Гидростроитель АОПО ВЛ 110 кВ Гидростроитель - Зяба с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
89	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Черная - Коршуниха с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
90	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Видим - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024*	ОАО «РЖД»
91	Установка на ПС 220 кВ Речушка АОПО ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2024*	ОАО «РЖД»
92	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	2024*	ОАО «РЖД»
93	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежемская - Видим на ПС 220 кВ Речушка с образованием ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка, АС-185, 2х0, 1 км	2х0, 1 км	2024*	ОАО «ИЭСК»
94	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Коршуниха -Лена				
95	Установка на ПС 220 кВ Коршуниха АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха -Хребтовая с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2021	ОАО «ИЭСК»
96	Замена провода ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена на провод с большей допустимой токовой нагрузкой	Провод	2023*	ОАО «ИЭСК»
97	Установка на ПС 110 кВ Ручей БСК мощностью 15 Мвар	15 Мвар	2023*	ОАО «РЖД»

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
98	Установка на ПС 110 кВ Ручей АОСН с реализацией УВ на включение БСК и на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
99	Установка на ПС 110 кВ Хребтовая АОПО ВЛ 110 кВ Хребтовая - Семигорск с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
100	Строительство новой ВЛ 110 кВ Коршуниха - Хребтовая №2, провод АС-150, 23 км	23 км	2023*	ОАО «ИЭСК»
101	Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хребтовая с приведением к схеме одна секционированная система шин	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
102	Установка на ПС 220 кВ Лена АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Кут - Лена с реализацией УВ на ОН	Устройства ПА	2023*	ОАО «ИЭСК»
103	Установка АЧР, УПАСК, УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИЭСК»
Транзит 220 кВ Усть-Кут - Киренга - Северобайкальск - Новый Уоян - Таксимо				
104	Установка на ПС 500 кВ Усть-Кут: Комплекс ЛАПНУ; АОСН 500 кВ (модернизация); АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3; Комплекс телемеханики; ФОТАТ1,АТ2.	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
105	Установка на Усть-Илимской ГЭС: АОСН 500 кВ; АЛАР, АОПН ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3	Устройства ПА	2023*	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
106	Установка на ПС 220 кВ Якурим комплекса телемеханики	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
107	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»
108	Установка на ПС 500 кВ Нижнеангарская: АОСН 500 кВ (модернизация); АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
109	Установка на пс 500 кВ Таксимо: АОСН 500кВ; АОПН ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС»
110	Установка на ПС 220 кВ Новый Уоян АОПО ВЛ 220 кВ Нижнеангарская - Новый Уоян I цепь, II цепь	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»
111	Установка УПАСК и ФОЛ на ПС на участках транзитов 220 кВ Усть-Кут -Пеледуй, Усть-Кут- Таксимо, Пеледуй - Таксимо	Устройства ПА	2023*	ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Транснефть», АО

№ п/п	Мероприятие	Технические характеристики	Год ввода	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				«Витимэнерго»
112	Установка АЧР и УОН на ПС железнодорожного транзита	Устройства ПА	2023*	ОАО «РЖД»

* Перечень приводится в соответствии с Протоколом совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 28.01.2021 г. № НШ-21 пр и может быть скорректирован по итогам разработки и согласования «Схема внешнего электроснабжения направления Кузбасс – Дальний Восток на период до 2025 года.»

4.6. Основные показатели электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период до 2026 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 2020-2026 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 2020 г. и прогнозные значения указанных показателей приведены в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1. Прогноз показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2020-2026 гг.

№ п/п	Показатель	2020 г. (факт)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 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)	2,54	2,68	2,91	3,17	3,45	3,75	4,07
3	Количество аварий (шт.)	242,00	246,00	249,00	253,00	257,00	261,00	265,00
4	Износ оборудования (%)	74,00	74,43	74,86	75,30	75,74	76,18	76,62
5	Отпуск электроэнергии из сетей ТСО (млрд кВт·ч)	57,37	58,42	59,49	60,59	61,70	62,83	63,98

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 4.6.1).

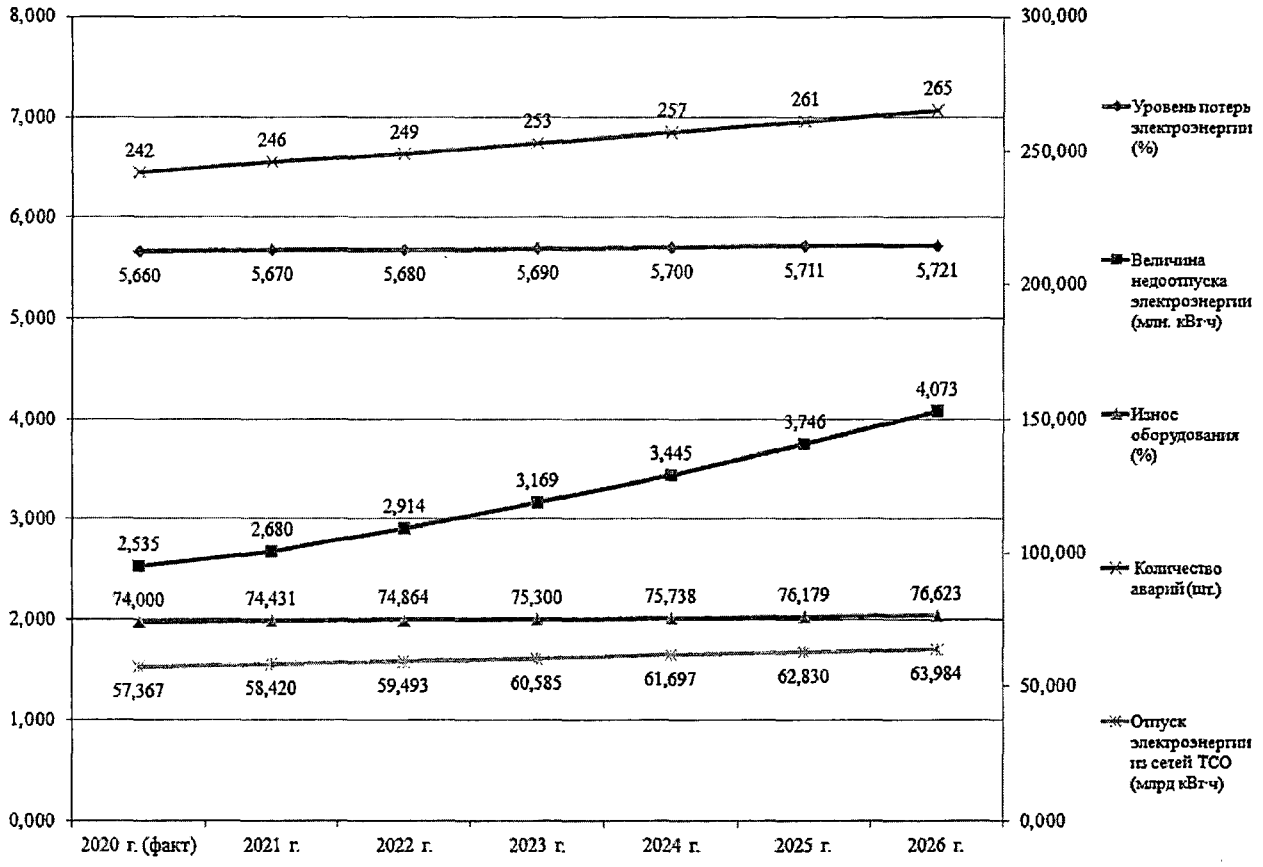


Рисунок 4.6.1. Динамика изменения показателей работы электросетевой инфраструктуры Иркутской области на период 2020-2026 гг.

Необходимо констатировать, что в перспективе до 2026 г. прогнозируется значительный рост количества аварий, величины недоотпуска и уровня потерь электроэнергии вследствие износа оборудования при росте величины отпуска электроэнергии.

4.7. 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 Программе «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории Иркутской области», утвержденной в 2010 году, государственной программе Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 гг. (с изм. от 31.07.2020)

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 4.7.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2021-2026 гг.

Таблица 4.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Полезное потребление, в т.ч.:	**37,10**	**37,70**	**38,20**	**38,60**	**39,00**	**39,30**
жилищно-коммунальное хозяйство,	14,00	14,30	14,60	14,80	15,00	15,00
население	11,50	11,70	11,90	12,10	12,20	12,30
коммунально-бытовые нужды	2,50	2,60	2,70	2,70	2,70	2,70
промышленность	18,30	18,50	18,70	18,80	19,00	19,20
прочие потребители	4,80	4,90	4,90	5,00	5,10	5,10
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	0,2	0,60	0,50	0,40	0,40	0,30
Среднегодовые темпы прироста, %	0,5	1,60	1,30	1,00	1,10	0,70

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2026 г. увеличится по сравнению с 2021 г. на 5,9 % и на 8,2 % в первом и втором прогнозах соответственно (рисунок 4.7.1).

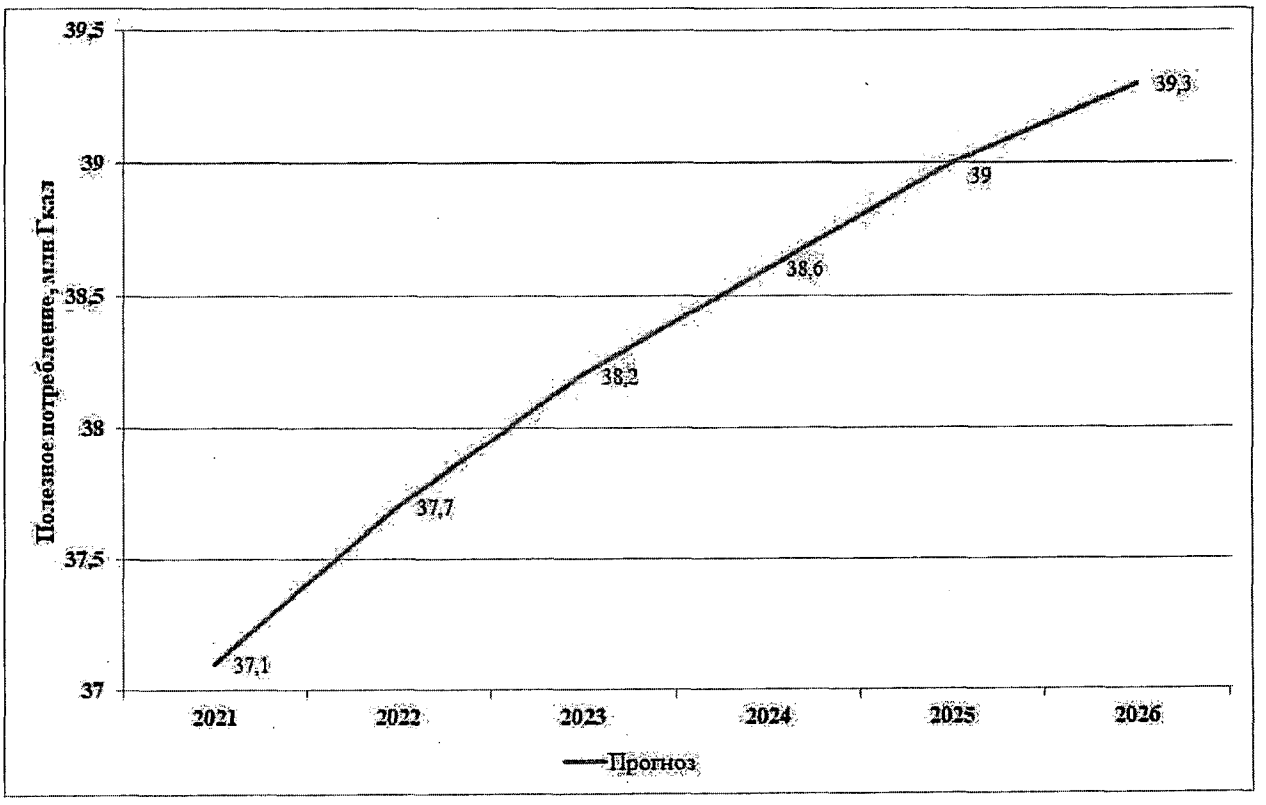


Рисунок 4.7.1. Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2026 года 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 2026 году составит 5%.

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 2026 года представлена в таблице 4.7.2.

Таблица 4.7.2. Прогноз полезного теплопотребления в крупных городах Иркутской области на период до 2026 года, млн. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2021	27,01	4,28	8,75	13,98	2021	6,23	1,87	2,96	1,40
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
Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2021	0,64	0,07	0,28	0,29	2021	6,16	0,89	1,80	3,47
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
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.
2021	5,04	0,28	0,47	4,29	2021	0,90	0,14	0,63	0,13
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
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.**
2021	0,56	0,12	0,26	0,18	2021	1,59	0,20	0,60	0,79
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
Год	**Братск**				**Год**	**Черемхово**			
	Всего	**в том числе**				**Всего**	**в том числе**		
		бюджет. потреб.	**жилищные организации**	**прочие потреб.**			**бюджет. потреб.**	**жилищные организации**	**прочие потреб.**
2021	5,51	0,66	1,57	3,28	2021	0,38	0,05	0,18	0,15
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

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 4.7.3.

Таблица 4.7.3. Прогноз потребления тепловой энергии до 2026 года.

Наименование муниципального образования	**Присоединенная нагрузка, Гкал/ч**					
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
г. Иркутск	**2677,90**	**2716,30**	**2741,30**	**2766,20**	**2791,20**	**2824,20**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1864,60	1876,60	1932,60	1965,40	1977,00	2002,90
прочие котельные	813,30	839,70	808,60	800,80	814,20	821,30
г. Ангарск (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	**2364,00**	**2372,40**	**2381,30**	**2391,10**	**2402,50**	**2421,70**
г. Братск	**1302,50**	**1307,00**	**1311,60**	**1316,10**	**1317,70**	**1342,40**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	1193,10	1197,60	1202,20	1206,80	1208,30	1233,00
прочие котельные	109,40	109,40	109,40	109,40	109,40	109,40
г. Усть-Илимск	**946,80**	**948,70**	**950,70**	**952,60**	**954,50**	**956,50**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	945,60	947,60	949,50	951,40	953,40	955,30
прочие котельные	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
г. Зима, г. Саянск	**482,80**	**494,40**	**506,00**	**517,50**	**517,50**	**517,50**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	451,80	463,40	474,90	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»	**408,10**	**408,40**	**408,70**	**408,70**	**408,70**	**408,70**
г. Шелехов (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	**275,30**	**280,60**	**285,90**	**291,20**	**296,40**	**302,10**
г. Железногорск-Илимский (ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»)	**186,80**	**191,20**	**195,70**	**200,20**	**204,70**	**209,50**
г. Черемхово	**148,10**	**148,90**	**149,60**	**149,70**	**149,70**	**149,70**
ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»	137,40	139,20	140,90	141,00	141,00	141,00
прочие котельные	10,70	9,70	8,70	8,70	8,70	8,70
г. Усть-Кут	**153,00**	**154,90**	**152,00**	**151,50**	**194,00**	**194,00**
г. Тулун	**81,70**	**82,60**	**83,30**	**84,00**	**84,60**	**85,40**
г. Байкальск (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»)	**163,00**	**156,00**	**150,90**	**150,90**	**150,90**	**150,90**
г. Тайшет	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**	**64,70**
г. Слюдянка	**56,60**	**57,50**	**58,50**	**59,40**	**60,30**	**61,30**
г. Вихоревка	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**	**53,50**
г. Бодайбо	**54,70**	**57,00**	**59,30**	**61,50**	**63,80**	**66,40**
г. Свирск	**49,40**	**49,60**	**49,80**	**49,80**	**49,80**	**49,80**
г. Нижнеудинск	**49,10**	**50,70**	**52,30**	**53,80**	**55,40**	**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	**9579,70**	**9656,10**	**9716,40**	**9784,10**	**9881,70**	**9977,20**

Таблица 4.7.4. Перспективное теплопотребление наиболее крупными промышленными потребителями, тыс. Гкал

Наименование предприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026
АО «Группа Илим» г. Братск	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10	4976,10
АО «Саянскхимпласт»	912,40	912,50	912,50	912,50	912,50	912,50
ООО «ИНК»	5,00	5,10	5,10	5,10	5,20	5,20
АО «Русал»	325,00	325,00	325,00	325,90	325,00	325,00
АО «АНХК»	3262,00	3505,80	4015,90	3818,20	3968,90	3818,20
ПАО «Высочайший»	56,00	56,00	65,00	65,00	65,00	65,00
АО «Иркутсккабель»	62,60	66,60	63,00	67,10	63,50	67,60
АО «АЭХК»	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00

В соответствии с представленными исходными данными по наиболее крупным промышленным предприятиям, какого-либо существенных изменений в части потребления тепловой энергии не предполагается, за исключением АО «АНХК» и ПАО «Высочайший».

4.8. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на период до 2026 года.

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 4.8.1 Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний по Иркутской области на период 2021-2026 гг., в т.у.т.

Категория	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ЭС и котельные ООО «Байкальская энергетическая компания»	**6483,00**	**6483,00**	**6483,00**	**6483,00**	**6483,00**	**6483,00**
уголь	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10	6456,10
мазут	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
газ	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50
дрова и прочее	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
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
дрова и прочее	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00	1570,00
Котельные, всего	**1383,00**	**1479,00**	**1483,00**	**1491,00**	**1496,00**	**1543,00**
уголь	1050,00	1048,00	1046,00	1047,00	1048,00	1049,00
мазут	112,00	112,00	111,00	106,00	106,00	106,00
газ	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
дрова и прочее	214,00	311,00	319,00	331,00	335,00	381,00
Итого по Иркутской области	**9576,00**	**9672,00**	**9676,00**	**9684,00**	**9689,00**	**9737,00**
уголь	7556,00	7554,00	7552,00	7553,00	7554,00	7555,00
мазут	210,00	210,00	210,00	205,00	205,00	205,00
газ	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
дрова и прочее	1788,00	1885,00	1893,00	1905,00	1909,00	1955,00

4.9. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 30.07.2010 вступил в силу Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии.

Согласно статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31.12.2011. При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области от 12.10.2012 № 485-рп одобрен график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями 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.

По данным Министерства на конец 2020 года разработана и утверждена 181 схема теплоснабжения.

Сведения о сроках действия и датах разработки/актуализации крупных населенных пунктов Иркутской области (с численностью населения более 9 тысяч человек) представлены в таблице ниже.

Таблица 4.9.1. 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	
Братск	2020	2030	
Ангарск	2016	2031	требуется актуализация
Усть-Илимск	2014	2028	требуется актуализация
Усолье-Сибирское	2017	2028	требуется актуализация
Черемхово	2018	2033	требуется актуализация
Шелехов	2020	2032	
Усть-Кут	2019	2025	требуется актуализация
Тулун	2020	2028	
Саянск	2021	2032	
Нижнеудинск	2014	2029	требуется актуализация
Тайшет	2021	2030	
Зима	2021	2032	
Железногорск-Илимский	2020	2030	
Вихоревка	2021	2032	
Маркова	2020	2030	
Слюдянка	2014	2028	требуется актуализация
Чунский	2014	2029	требуется актуализация
Усть-Ордынский	2017	2032	требуется актуализация
Бодайбо	2017	2032	требуется актуализация
Свирск	2020	2028	
Байкальск	2018	2029	требуется актуализация
Киренск	2020	2028	
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 схему 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 4.9.2. 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 ТГ-3 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ 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. С февраля по декабрь 2022 года планируются следующие мероприятия: 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. 7.5.2 Мероприятия по модернизации ТГ-4 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ Мероприятия по модернизации ТГ-4 (175 МВт) Ново-Иркутской ТЭЦ 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. С марта по ноябрь 2025 года планируются следующие мероприятия: 3) 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. 4) Сопутствующее мероприятие: Комплексная замена генератора для теплофикационой паровой турбины станционный номер ТГ-4 установленной мощностью 175 МВт; 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.

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
	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.
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.

4.10. 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 гг.

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.

Так, например, при тарифе 0,7 руб./кВт*ч модернизированная ПГУ-ТЭЦ становится более экономичной по сравнению с действующей ПТУ-ТЭЦ только при стоимости газа менее 20 $/тыс.м3, что является недостижимым при существующей конъюнктуре цен на газ.

К подобным выводам приводит и технико-экономическая оценка ООО «Байкальская энергетическая компания» по переводу Ново-Зиминской ТЭЦ на газ, по результатам которой сделано заключение о неэффективности надстройки ГТУ в условиях ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания».

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 2022-2026 гг. 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.

4.11. 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.

Как видно из таблицы 4.11.1 состояние тепловых сетей области требует разработки программы замены и модернизации теплопроводов, предусматривающей более высокие темпы замены тепловых сетей. Кроме того, условия эксплуатации предполагают применение более современных материалов и технологий. Необходимо внедрение систем автоматики и управления в тепловых сетях и установках потребителей для организации эффективной теплогидравлической работы системы.

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 4.11.1 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» на перспективу до 2026 годы.

Таблица 4.11.1. 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
	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	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15	1,29	1,29	-	-
	Протяженность	м	45				
	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
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
участка заявителя Комитет по управлению муниц. имуществом администрации г. Иркутска.							
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 связи - филиала ПАО»РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,371	2,29	2,29	-	-
	Протяженность	м	80				
	Диаметр	мм	50				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
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					

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП). Блок №5.» на границе участка заявителя Вост.- Сиб. дирекция по кап. строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО»РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,245	0,33	0,33	-	-
	Протяженность	м	5				
	Диаметр	мм	200				
	Тип прокладки	подземная, канальная					
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
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				0,66	0,66	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
сети от ТК-3 до ТК-0 по ул. 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
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
	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 тепловой сети на микрорайон «Зелёный»		300	4150, подземная	426,03	426,03	-	-
Реконструкция участка тепловой		500	249, подземная	24,82	24,82	-	-

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
сети от ТК-42Е до ТК-44Е							
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:							
Строительство тепловой сети от ТК- 43 по ул. Коминтерна объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7952	2394,00	2 394	-	-
	Протяженность	м	60				
	Диаметр	мм	125				
	Тип прокладки	подземная, канальная					

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/3383 от 15.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения							
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 «Тепломагистраль ТЭЦ-10 - ЦТП в Ново-Ленино». Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и учитывается при актуализации	Протяженность	м	18900	472 617	472 617	-	-
	Диаметр	мм					
	Тип прокладки	подземная, бесканальная	800				

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
схемы теплоснабжения.							
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 техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	3220	44404	44404	-	-
	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	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,71	476	476	-	-
	Протяженность	м	0				

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	2021-2022	2023-2024	2025-2026
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия				
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	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 существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	4867,6	143572	143572	-	-
	Диаметр	мм	500-800				
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	5392,69	60082	60082	-	-
	Диаметр	мм	50-500				

На период реализации СиПР 2022-2026 гг. предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, г. Ангарске и г. Братске.

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.

5. 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 2022-2026 гг. учитывались:

- Национальный стандарт РФ 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 19.06.2003 № 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 – $k_{\text{зима}}^{\text{min/max}} = 0{,}921$;

- между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы в летние сутки – $k_{\text{лето}}^{\text{min/max}} = 0{,}894$;

- между максимальным потреблением мощности энергосистемы в зимние сутки и максимальным потреблением мощности в летние сутки – $k_{\text{лето/зима}} = 0{,}743$.

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 2022 год и 2026 год), в графическом виде.

6. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на период до 2026 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 2026 года произведен анализ загрузки данных центров питания.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2022-2026 гг. произведено на основании данных о нагрузках трансформаторов в зимние и летние режимные дни 2018-2020 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 Минэнерго России 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 РФ, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

Источником исходной информации для анализа фактической загрузки трансформаторов являются контрольные замеры 2018-2020 гг. Длительно допустимая загрузка трансформаторов приведена в соответствии с данными Приложения №1 к Приказу Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 и составляет в зимний и летний периоды 120,0 % и 102,5 % – для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более, 125,0 % и 121,6 % – для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет. Выбор мощности силовых трансформаторов осуществлялся для следующих температурных условий:

- для зимнего режима – в соответствии с «Приложением А» к ГОСТ по расчету режимов;
- для летних режимов – в соответствии с подпунктом «В» пункта 5.3 ГОСТ по расчету режимов.

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 6.1.1.

Таблица 6.1.1 Анализ загрузки ЦП напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Иркутской области в период 2021-2026 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					День зимнего контрольного замера					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.					Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.						до 670 кВт	670 кВ и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							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), %																		
1	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Баяндай	Т-1	110/35/10	25	1997	0,00	20.06.2018	1,2155	25,620	10,0	9,84	16.12.2020	1,25	30,000	39,4	16.12.2020	4193,1	0,0	10,180	10,180	10,180	10,180	10,180	10,180	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	19,480		
2			Т-2	110/35/11	25	1990	2,50		1,0248			0,00		1,2						0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340									
3	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бильчир	Т-1	110/10	6,3	1986	1,15	17.06.2020	1,0248	6,456	18,2	0,00	18.12.2019	1,2	7,560	52,5	18.12.2019	9023,3	0,0	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	4,127		
4			Т-2	110/10	6,3	1993	0,00		1,2155			3,30		1,25						3,369	3,369	3,369	3,369	3,369	3,369									
5	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бохан	Т-1	110/10	10	1993	5,31	19.06.2020	1,2155	10,248	53,1	6,70	16.12.2020	1,25	12,000	109,4	16.12.2020	3013,0	0,0	6,894	6,894	6,894	6,894	6,894	6,894	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	0,673		
6			Т-2	110/10	10	1978	0,00		1,0248			4,24		1,2						4,434	4,434	4,434	4,434	4,434	4,434									
7	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Еланцы	Т-1	110/35/10	16	1995	0,00	17.06.2020	1,2155	10,248	40,2	10,36	19.12.2018	1,25	12,000	135,7	19.12.2018	8764,5	0,0	11,339	11,339	11,339	11,339	11,339	11,339	155,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	-3,519	0,000	-3,519
8			Т-2	110/35/10	10	1971	4,02		1,0248			3,21		1,2						4,180	4,180	4,180	4,180	4,180	4,180									
9	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Енисей	Т-1	110/10	2,5	1975	1,28	17.06.2020	1,0248	2,562	51,2	0,00	18.12.2019	1,2	3,000	80,8	18.12.2019	3080,0	0,0	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	82,2	82,2	82,2	82,2	82,2	82,2	0,946		
10			Т-2	110/10	6,3	1990	0,00		1,0248			2,02		1,2						2,037	2,037	2,037	2,037	2,037	2,037									
11	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Жигалово	Т-1	110/20/10	6,3	1973	0,00	17.06.2020	1,0248	6,456	45,5	4,71	16.12.2020	1,2	7,560	164,8	16.12.2020	2200,9	682,0	5,030	5,030	5,030	5,030	5,030	5,030	174,9	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	-3,461	0,000	-3,461
12			Т-2	110/20/10	10	1975	2,86		1,0248			5,67		1,2						5,990	5,990	5,990	5,990	5,990	5,990									
13	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Знаменка	Т-1	110/35/10	6,3	1987	0,59	17.06.2020	1,0248	6,456	9,4	1,39	19.12.2018	1,2	7,560	22,1	17.06.2020	2877,7	0,0	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	0,637	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	5,819		
14	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Карлук	Т-1	110/35/10	16	1996	5,93	17.06.2020	1,2155	19,448	66,6	13,89	16.12.2020	1,25	20,000	205,8	16.12.2020	11082,0	421,0	14,910	16,522	16,522	16,522	16,525	5,525	218,5	23,8	23,8	23,8	23,8	16,9	-7,190	11,000	3,810
15			Т-2	110/10	25	2019	4,72		1,2155			19,03		1,25						20,050	21,662	21,662	21,662	21,665	21,665									
16	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Качуг	Т-1	110/35/10	25	1992	2,50	19.06.2020	1,2155	30,388	19,2	8,83	16.12.2020	1,25	31,250	79,7	16.12.2020	3415,5	0,0	9,099	9,099	9,099	9,099	9,099	9,099	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9	10,782		
17			Т-2	110/35/10	25	1992	2,29		1,2155			11,10		1,25						11,369	11,369	11,369	11,369	11,369	11,369									
18	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Косая Степь	Т-1	110/35/10	10	1969	0,43	19.06.2020	1,0248	10,248	4,3	1,85	16.12.2020	1,2	12,000	18,5	19.06.2019	6760,0	0,0	0,471	0,471	0,471	0,471	0,471	0,471	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	9,737		
19			Т-2	110/35/10	10	1969	0,00		1,0248			0,00		1,2						0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040									
20	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Мангурка	Т-1	110/10	2,5	1974	0,23	19.06.2020	1,0248	2,562	35,6	0,87	16.12.2020	1,2	3,000	93,2	16.12.2020	3500,0	0,0	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	0,614		
21			Т-2	110/10	2,5	1977	0,66		1,0248			1,46		1,2						1,488	1,488	1,488	1,488	1,488	1,488									
22	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Никольск	Т-1	110/10	6,3	1974	0,00	17.06.2020	1,0248	6,456	12,2	0,00	18.12.2019	1,2	7,560	48,4	18.12.2019	1003,0	0,0	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	4,363		
23			Т-2	110/35/10	10	1977	0,77		1,0248			3,05		1,2						3,122	3,122	3,122	3,122	3,122	3,122									
24	ОАО	ПС 110 кВ	Т-1	110/3	16	2012	3,0	17.0	1,2155	19,44	46,9	11,	16.1	1,25	20,00	102,8	16.12.	307	0,0	11,	11,	11,	11,	11,	11,	105	10	10	10	10	10	3,113		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
25	«ИЭСК» (ВЭС)	Новая Уда	Т-1	5/10			5	6.20 20		8		55	2.20 20		0		2020	8,6		765	769	769	769	769	769	5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5			
			Т-2	110/35/10	16	2013	4,45		1,2155			4,90		1,25						5,115	5,119	5,119	5,119	5,119	5,119									
26	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ново-Ленино	Т-1	110/10	6,3	1972	1,19	20.0 6.20 18	1,0248	6,456	18,9	0,00	18.1 2.20 19	1,2	7,560	54,5	18.12. 2019	14316,1	0,0	0,996	1,002	1,009	1,009	1,009	1,009	86,1	86,3	86,5	86,5	86,5	86,5	2,108		
27			Т-2	110/10	6,3	1978	0,00		1,0248			3,43		1,2						4,429	4,435	4,443	4,443	4,443	4,443									
28	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Оек	Т-1	110/35/10	25	2019	0,00	17.0 6.20 20	1,2155	30,388	17,6	17,28	16.1 2.20 20	1,25	31,250	110,6	16.12. 2020	2383,5	2610,0	18,027	18,027	18,027	18,027	18,027	18,027	116,6	11 6,6	11 6,6	11 6,6	11 6,6	11 6,6	2,105		
29			Т-2	110/35/10	25	2019	4,40		1,2155			10,37		1,25						11,117	11,117	11,117	11,117	11,117	11,117									
30	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ользоны	Т-1	110/10	2,5	1975	0,00	17.0 6.20 20	1,0248	2,562	35,0	0,00	18.1 2.20 19	1,2	3,000	113,5	18.12. 2019	8846,0	0,0	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	118,2	11 8,2	11 8,2	11 8,2	11 8,2	11 8,2	0,045		
31			Т-2	110/35/10	6,3	1974	0,87		1,0248			2,84		1,2						2,896	2,896	2,896	2,896	2,896	2,896									
32	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Оса	Т-1	110/35/10	25	1988	3,74	17.0 6.20 20	1,0248	25,620	29,3	9,21	16.1 2.20 20	1,2	30,000	103,8	16.12. 2020	6408,0	0,0	9,630	9,631	9,631	9,631	9,631	9,631	107,2	10 7,2	10 7,2	10 7,2	10 7,2	10 7,2	3,198		
33			Т-2	110/35/10	25	1991	3,58		1,2155			16,75		1,25						17,170	17,171	17,171	17,171	17,171	17,171									
34	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пивоварихи	Т-1	110/35/10	40	2012	7,79	17.0 6.20 20	1,2155	48,620	31,9	27,17	16.1 2.20 20	1,25	50,000	129,8	16.12. 2020	13060,9	6685,0	28,582	29,018	30,107	30,107	30,107	30,107	136,8	13 9,0	14 4,5	14 4,5	14 4,5	14 4,5	-7,784	8,000	0,22 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от 26.03.2021)
35			Т-2	110/35/10	40	2019	4,98		1,2155			24,74		1,25						26,152	26,588	27,677	27,677	27,677	27,677									
36	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Покровская	Т-1	110/10	40	2015	0,00	17.0 6.20 20	1,2155	48,620	19,1	11,24	18.1 2.20 19	1,25	50,000	28,1	18.12. 2019	4893,5	6400,0	13,833	13,864	13,864	13,864	13,864	13,864	41,1	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	33,509		
37			Т-2	110/10	40	2015	7,66		1,2155			0,00		1,25						2,597	2,627	2,627	2,627	2,627	2,627									
38	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Тихоновка	Т-1	110/35/10	10	1967	1,27	17.0 6.20 20	1,0248	6,456	20,2	0,00	18.1 2.20 19	1,2	7,560	51,1	18.12. 2019	1393,3	2000,0	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	2,550		
39			Т-2	110/10	6,3	1982	0,00		1,0248			3,22		1,2						4,115	4,115	4,115	4,115	4,115	4,115									
40	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Урик	Т-1	110/35/10	40	2012	9,54	17.0 6.20 20	1,2155	48,620	35,0	35,30	16.1 2.20 20	1,25	50,000	169,5	16.12. 2020	40180,2	0,0	37,676	37,759	37,759	37,759	37,759	37,759	181,4	18 1,8	18 1,8	18 1,8	18 1,8	18 1,8	-22,717	24,000	1,28 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от 26.03.2021)
41			Т-2	110/35/10	40	2016	4,47		1,2155			32,50		1,25						34,876	34,959	34,959	34,959	34,959	34,959									
42	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Усть-Орда	Т-1	110/35/10	25	1985	4,32	19.0 6.20 19	1,0248	25,620	33,9	18,04	19.1 2.20 18	1,2	30,000	133,0	19.12. 2018	10148,0	1000,0	18,599	18,822	18,822	18,822	18,822	18,822	137,5	13 9,3	13 9,3	13 9,3	13 9,3	13 9,3	-4,820	4,900	0,08 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от
43			Т-2	110/35/10	25	1982	4,15		1,0248			15,21		1,2						15,777	15,999	15,999	15,999	15,999	15,999									

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЩП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера					День зимнего контрольного замера					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЩП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЩП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЩП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЩП, МВА	Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЩП, МВА	Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
																																26.03.2021)
44	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хогот	Т-1	110/35/10	6,3	1982	0,42	17.06.2020	1,0248	6,456	6.7	1,09	16.12.2020	1,2	7,560	17,3	17.06.2020	547,9	0,0	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	0,496	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	5,960		
45	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хомутово	Т-1	110/35/10	25	2014	5,57	17.06.2020	1,2155	25,620	41,9	20,36	16.12.2020	1,25	30,000	176,6	16.12.2020	17071,9	0,0	21,481	21,526	21,526	21,526	21,526	21,526	185,5	185,9	185,9	185,9	185,9	185,9	16,473	17,000	0,53 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от 26.03.2021)
46			Т-2	110/35/10	25	1987	4,90		1,0248			23,78		1,2						24,901	24,946	24,946	24,946	24,946	24,946									
47	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хорбогово	Т-1	110/10	16	1990	0,53	19.06.2019	1,0248	2,562	21.0	1,12	16.12.2020	1,2	3,000	44,8	16.12.2020	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			Т-2	110/10	2,5	1978	0,00		1,0248			0,00		1,2						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
49	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Черноруд	Т-1	110/35/10	16	2013	1,71	20.06.2018	1,2155	19,448	10,7	3,51	16.12.2020	1,25	20,000	21,9	16.12.2020	2663,5	750,0	4,435	4,435	4,435	4,435	4,435	4,435	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	15,565		
50	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Электрокотельная	Т-1	110/6	25	1985	0,00	20.06.2018	1,0248	25,620	0,0	0,00	16.12.2020	1,2	30,000	31,3	16.12.2020	2933,8	0,0	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	0,244	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	21,682		
51			Т-2	110/6	25	1985	0,00		1,0248			7,83		1,2						8,074	8,074	8,074	8,074	8,074	8,074									
52	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Электрокотельная	Т-3	110/10	16	1986	0,00	20.06.2018	1,0248	16,397	0,0	10,07	16.12.2020	1,2	19,200	62,9	16.12.2020	0,0	0,0	10,070	10,070	10,070	10,070	10,070	10,070	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	9,130		
53	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Азейская	Т-1	110/35/10	40	2012	10,28	20.06.2018	1,2155	48,620	34,5	16,10	18.12.2019	1,25	50,000	52,9	18.12.2019	2792,8	2939,8	17,147	17,147	17,147	17,147	17,147	17,147	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	26,743		
54			Т-2	110/35/6	40	2012	3,53		1,2155			5,06		1,25						6,111	6,111	6,111	6,111	6,111	6,111									
55	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Алгатуй	Т-1	110/35/6	40	1989	8,20	17.06.2020	1,0248	40,992	26,3	3,88	18.12.2019	1,2	48,000	33,2	17.06.2020	14,0	0,0	8,202	8,202	8,202	8,202	8,202	8,202	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	30,460		
56			Т-2	110/35/6	40	1989	2,33		1,0248			9,38		1,2						2,329	2,329	2,329	2,329	2,329	2,329									
57	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Бадар	Т-1	110/10	6,3	1988	0,51	20.06.2018	1,0248	6,456	8.0	1,59	20.12.2020	1,2	7,560	25,2	20.06.2018	542,5	0,0	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	0,624	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	5,832		
58	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Бирюса	Т-1	110/35/6	25	2002	4,92	17.06.2020	1,2155	16,397	84,3	9,73	18.12.2019	1,25	19,200	159,4	18.12.2019	2603,4	0,0	9,958	9,959	9,959	9,959	9,959	9,959	162,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	-6,749	0,000	-6,749
59			Т-2	110/35/6	16	1974	8,57		1,0248			15,77		1,2						15,990	15,991	15,991	15,991	15,991	15,991									
60	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Водопад	Т-1	110/6	25	1983	1,85	20.06.2018	1,0248	25,620	10,6	2,23	16.12.2020	1,2	30,000	16,6	20.06.2018	41,4	0,0	1,855	1,855	1,855	1,855	1,855	1,855	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	22,960		
61			Т-2	110/6	25	1983	0,80		1,0248			1,92		1,2						0,804	0,804	0,804	0,804	0,804	0,804									
62	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ ЗСМ	Т-1	110/10	40	1981	6,03	19.06.2019	1,0248	40,992	30,1	9,18	18.12.2019	1,2	48,000	38,0	19.06.2019	365,0	115,0	6,623	6,623	6,623	6,623	6,623	6,623	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	27,772		
63			Т-2	110/10	40	1981	6,00		1,0248			6,00		1,2						6,597	6,597	6,597	6,597	6,597	6,597									
64	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ ЗСКК	Т-1	110/35/10	16	1986	4,00	20.06.2018	1,0248	16,397	64,7	4,19	16.12.2020	1,2	19,200	77,3	20.06.2018	377,5	0,0	4,021	4,021	4,021	4,021	4,021	4,021	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	6,010		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВ и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
65	(ЭЭС)		Т-2	110/35/10	16	1987	6,35	18	1,0248			8,18	20	1,2						6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366										
66	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Катарбей	Т-1	110/35/10	10	2007	0,00	17.06.2020	1,2155	10,248	12,3	0,19	18.12.2019	1,25	12,000	34,2	18.12.2019	853,2	0,0	0,276	0,276	0,276	0,276	0,276	0,276	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	8,417		
67			Т-2	110/35/10	10	1987	1,23		1,0248			3,22		1,2						3,307	3,307	3,307	3,307	3,307	3,307										
68	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Котик	Т-1	110/35/10	6,3	2007	1,56	19.06.2020	1,2155	7,658	24,8	2,73	16.12.2020	1,25	7,875	43,3	16.12.2020	299,0	0,0	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	5,086		
69	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Куйтун	Т-1	110/35/10	16	1999	5,77	19.06.2020	1,2155	19,448	36,1	10,53	16.12.2020	1,25	20,000	114,8	16.12.2020	208,6	0,0	10,699	10,699	10,699	10,699	10,699	10,699	131,0	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	0,502		
70			Т-2	110/35/10	16	2007	0,00		1,2155			8,63		1,25						8,799	8,799	8,799	8,799	8,799	8,799										
71	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Лесогорск	Т-1	110/35/6	25	1987	6,83	20.06.2020	1,0248	25,620	27,3	5,57	16.12.2020	1,2	30,000	48,2	16.12.2020	695,1	0,0	5,646	5,646	5,646	5,646	5,646	5,646	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	17,789		
72			Т-2	110/35/6	25	1987	0,00	18.06.2020	1,0248			6,49		1,2						6,566	6,566	6,566	6,566	6,566	6,566										
73	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Майская	Т-1	110/35/10	10	1995	0,00	19.06.2020	1,2155	12,155	31,3	5,17	16.12.2020	1,25	12,500	84,7	16.12.2020	239,7	0,0	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	3,520		
74			Т-2	110/35/10	10	1999	3,13		1,2155			3,30		1,25						3,555	3,555	3,555	3,555	3,555	3,555										
75	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Новобирюсинск	Т-1	110/35/10	6,3	2007	0,00	20.06.2020	1,2155	7,658	54,1	4,08	19.12.2018	1,25	7,875	86,9	19.12.2018	227,0	0,0	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	4,099	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	2,367		
76			Т-2	110/35/10	10	1980	3,41	18.06.2020	1,0248			1,39		1,2						1,409	1,409	1,409	1,409	1,409	1,409										
77	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Ока	Т-1	110/10	25	1984	5,17	19.06.2020	1,0248	25,620	50,5	8,01	16.12.2020	1,2	30,000	80,4	16.12.2020	305,4	194,2	8,696	9,062	9,062	9,062	9,062	9,062	85,9	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	7,786		
78			Т-2	110/10	25	1985	7,44		1,0248			12,10		1,2						12,786	13,152	13,152	13,152	13,152	13,152										
79	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Рубахино	Т-1	110/35/10	16	2009	2,39	17.06.2020	1,2155	19,448	27,3	2,36	16.12.2020	1,25	20,000	60,2	16.12.2020	299,5	200,0	3,414	3,511	3,511	3,511	3,511	3,511	73,4	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	8,067		
80			Т-2	110/35/10	16	2009	1,99	20.06.2020	1,2155			7,27		1,25						8,424	8,421	8,421	8,421	8,421	8,421										
81	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Силикатная	Т-1	110/35/10	6,3	1988	1,00	17.06.2020	1,0248	6,456	62,0	2,44	19.12.2018	1,2	7,560	97,5	19.12.2018	855,0	0,0	2,527	2,527	2,527	2,527	2,527	2,527	100,2	10 0,2	10 0,2	10 0,2	10 0,2	10 0,2	1,249		
82			Т-2	110/35/10	6,3	1988	2,90	20.06.2020	1,0248			3,70		1,2						3,785	3,785	3,785	3,785	3,785	3,785										
83	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Стеклозавод	Т-1	110/35/6	16	1968	3,14	19.06.2020	1,0248	16,397	33,8	8,24	16.12.2020	1,2	19,200	89,6	16.12.2020	152,4,4	0,0	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	4,635		
84			Т-2	110/35/6	16	1979	2,27		1,0248			6,10		1,2						6,212	6,212	6,212	6,212	6,212	6,212										
85	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Стройбаза	Т-1	110/35/10	25	1977	6,43	17.06.2020	1,0248	25,620	45,8	8,63	16.12.2020	1,2	30,000	86,2	16.12.2020	118 7,2	495,0	10,654	10,654	10,654	10,654	10,654	10,654	102,4	10 2,4	10 2,4	10 2,4	10 2,4	10 2,4	4,392		
86			Т-2	110/35/10	25	1973	5,02	20.06.2020	1,0248			12,93		1,2						14,954	14,954	14,954	14,954	14,954	14,954										
87	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ ЦЭП	Т-1	110/35/6	25	1993	0,00	20.06.2020	1,2155	30,388	13,7	3,24	18.12.2019	1,25	31,250	22,1	18.12.2019	15,0	0,0	3,244	3,244	3,244	3,244	3,244	3,244	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	25,718		
88			Т-2	110/35/6	25	1992	3,43	18.06.2020	1,2155			2,29		1,25						2,288	2,288	2,288	2,288	2,288	2,288										
89	ОАО «ИЭСК» (ЭЭС)	ПС 110 кВ Чуна	Т-1	110/35/10	16	1982	8,33	20.06.2020	1,0248	16,397	52,1	8,36	16.12.2020	1,2	19,200	86,8	16.12.2020	15,0	140,0	8,905	8,905	8,905	8,905	8,905	8,905	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	4,219		
90			Т-2	110/35/10	16	1982	0,00	18.06.2020	1,0248			5,53		1,2						6,075	6,075	6,075	6,075	6,075	6,075										
91	ОАО	ПС 110 кВ	Т-1	110/35	10	2001	1,2	17.06.2020	1,2155	6,456	19,1	2,7	16.12.2020	1,25	7,560	43,0	16.12.2020	86,0	0,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	4,840		

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ПЦ	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера					День зимнего контрольного замера					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ПЦ по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ПЦ в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ПЦ в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ПЦ в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ПЦ, МВА	Загрузка ПЦ в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ПЦ, МВА	Загрузка ПЦ в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
	«ИЭСК» (ЗЭС)	Шеберта		5/10			1	6.20				1	2.20				2020	6		15	15	15	15	15	15	2	2	2	2	2	2			
92			Т-2	110/35/10	6,3	1987	0,00	20	1,0248			0,00	20	1,2						0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005									
93	ОАО «ИЭСК» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Юрты	Т-1	110/35/10	15	1962	3,60	19.06.20	1,0248	7,686	48,0	3,80	18.12.19	1,2	9,000	83,7	18.12.2019	236,0	0,0	3,816	3,816	3,816	3,816	3,816	3,816	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1	2,694		
94			Т-2	110/35/10	7,5	1963	0,00	19	1,0248			2,48	19	1,2						2,490	2,490	2,490	2,490	2,490	2,490									
95	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Джижива	Т-1	220/35	25	1988	1,92	20.06.18	1,0248	25,620	7,7	0,57	18.12.19	1,2	30,000	2,3	20.06.2018	250,0	0,0	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	1,972	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	23,648		
96	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Покосное	Т-1	220/35/10	25	1978	0,00	17.06.20	1,0248	56,0075	14,6	13,91	16.12.20	1,2	61,25	47,3	16.12.2020	166,02	0,0	13,988	14,002	14,002	14,002	14,002	14,002		47,8	47,8	47,8	47,8	47,8	13,440		
97			Т-2	220/35/10	20	1966	7,32	20	1,0248			9,72	20	1,2						9,798	9,812	9,812	9,812	9,812	9,812									
98			Т-3	220/35/10	25	1999	0,00		1,2155			0,00		1,25						0,078	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092									
99	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Пурсей	Т-1	220/10	63	1992	0,00	17.06.20	1,2155	76,577	56,7	33,03	16.12.20	1,25	78,750	53,6	17.06.2020	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	40,856		
100			Т-2	220/10/10	63	1994	35,72	20	1,2155			0,72	20	1,25						35,721	35,721	35,721	35,721	35,721	35,721									
101	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ Сибирская	Т-1	220/35/10	40	1984	3,34	17.06.20	1,0248	71,3795	20,2	11,16	16.12.20	1,2	79,25	33,2	16.12.2020	105,73	0,0	11,203	11,203	11,203	11,203	11,203	11,203		33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	57,540		
102			Т-2	220/35/10	40	1986	9,77	20	1,0248			10,42	20	1,2						10,463	10,463	10,463	10,463	10,463	10,463									
103			Т-3	220/35/10	25	1998	0,00		1,2155			0,00		1,25						0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043									
104	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	Седановский ПП 220 кВ	Т-1	220/35/6	25	1976	1,75	19.06.20	1,0248	25,620	29,9	12,40	18.12.20	1,2	30,000	60,8	18.12.2019	709,0	0,0	12,477	12,477	12,477	12,477	12,477	12,477	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	14,658		
105			Т-2	220/35/6	25	2015	5,71	19	1,2155			2,79	19	1,25						2,865	2,865	2,865	2,865	2,865	2,865									
106	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ № 3	Т-1	220/35/6	40	1973	5,85	19.06.20	1,0248	40,992	44,3	8,23	16.12.20	1,2	48,000	68,7	16.12.2020	110,00	0,0	8,274	8,274	8,274	8,319	8,352	8,352	68,9	68,9	68,9	69,2	69,3	69,3	20,266		
107			Т-2	220/35/6	40	1974	11,85	19	1,0248			19,26	20	1,2						19,304	19,304	19,304	19,349	19,382	19,382									
108	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ № 6	Т-1	220/6/6	63	1989	2,33	17.06.20	1,0248	64,562	3,7	4,67	16.12.20	1,2	75,600	7,4	17.06.2020	51,0	0,0	2,337	2,337	2,337	2,337	2,337	2,337	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	62,219		
109			Т-2	220/6/6	63	1994	0,00	20	1,2155			0,00	20	1,25						0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006									
110	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ № 6	Т-3	220/6/6	63	1994	0,00	17.06.20	1,2155	76,577	5,1	0,00	16.12.20	1,25	78,750	6,6	17.06.2020	51,0	0,0	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	73,347		
111			Т-4	220/6/6	63	1998	3,22	20	1,2155			4,14	20	1,25						3,223	3,223	3,223	3,223	3,223	3,223									
112	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Березняки	Т-1	110/35/6	16	1982	0,90	17.06.20	1,0248	16,397	5,6	3,56	19.12.18	1,2	19,200	49,8	19.12.2018	404,3	0,0	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	11,161		
113			Т-2	110/35/6	16	1979	0,00	20	1,0248			4,40	18	1,2						4,440	4,440	4,440	4,440	4,440	4,440									
114	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Верхнемарково	Т-1	110/6	16	2020	0,00	20.06.18	1,2155	19,448	22,5	2,60	19.12.18	1,25	20,000	36,9	19.12.2018	0,5	0,0	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	14,100		
115			Т-2	110/6	16	2020	3,60	18	1,2155			3,30	18	1,25						3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300									
116	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Гидростроитель	Т-1	110/35/6	63	1995	10,54	17.06.20	1,2155	76,577	16,7	8,32	16.12.20	1,25	78,750	30,5	16.12.2020	125,0	370000,0	8,334	8,334	22,723	22,723	22,723	22,723	30,5	30,5	76,2	76,2	76,2	76,2	30,734		
117			Т-2	110/35/6	63	1996	0,00	20	1,2155			10,89	20	1,25						10,904	10,904	25,293	25,293	25,293	25,293									

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АТП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
118	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Гидростроитель	Т-3	110/27,5/6	40	1990	5,04	19.06.2020	1,0248	40,992	20,9	11,73	16.12.2020	1,2	48,000	41,5	16.12.2020	125,0	0,0	11,744	11,744	11,744	11,744	11,744	11,744	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	31,382		
119			Т-4	110/27,5/6	40	1991	3,31		1,2155			4,86		1,25						4,874	4,874	4,874	4,874	4,874	4,874									
120	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Городская (ПО СЭС)	Т-1	110/35/10	25	1971	8,33	17.06.2020	1,0248	25,620	92,9	11,67	16.12.2020	1,2	30,000	112,1	16.12.2020	0,0	0,0	11,670	11,670	11,670	11,670	11,670	11,670	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	1,980		
121			Т-2	110/35/10	25	1973	14,90		1,0248			16,35		1,2						16,350	16,350	16,350	16,350	16,350	16,350									
122	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Ждановская	Т-1	110/10	6,3	1980	0,47	19.06.2020	1,0248	6,456	21,0	1,40	18.12.2019	1,2	7,560	57,1	18.12.2019	13,0	0,0	1,401	1,401	1,401	1,401	1,401	1,401	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	3,959		
123			Т-2	110/10	6,3	1980	0,85		1,0248			2,20		1,2						2,201	2,201	2,201	2,201	2,201	2,201									
124	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/35/10	25	1999	3,88	17.06.2020	1,2155	30,388	29,9	7,77	19.12.2018	1,25	31,250	65,9	19.12.2018	1105,0	800,0	7,893	8,204	8,204	8,204	8,204	8,204	66,8	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	13,919		
125			Т-2	110/35/10	25	1999	3,60		1,2155			8,69		1,25						8,815	9,126	9,126	9,126	9,126	9,126									
126	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Инкубатор	Т-1	110/10	16	1982	2,27	19.06.2020	1,0248	16,397	28,4	4,17	18.12.2019	1,2	19,200	73,3	18.12.2019	0,0	400,0	5,724	5,724	5,724	5,724	5,724	5,724	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	4,365		
127			Т-2	110/10	16	1983	2,28		1,0248			7,56		1,2						9,111	9,111	9,111	9,111	9,111	9,111									
128	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Карапчанка	Т-1	110/35/10	16	1991	6,86	17.06.2020	1,2155	16,397	42,9	5,45	16.12.2020	1,25	19,200	65,9	16.12.2020	90,0	0,0	5,452	5,452	5,452	5,452	5,452	5,452	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	8,647		
129			Т-2	110/35/10	16	1983	0,00		1,0248			5,10		1,2						5,101	5,101	5,101	5,101	5,101	5,101									
130	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Карьер	Т-1	110/10	16	1981	0,00	17.06.2020	1,0248	10,248	5,6	1,23	17.06.2020	1,2	12,000	12,3	17.06.2020	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	9,689		
131			Т-2	110/10	10	1981	0,56		1,0248			0,00		1,2						0,559	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559									
132	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Киренск	Т-1	110/35/10	25	2011	8,58	17.06.2020	1,2155	30,388	34,3	10,63	16.12.2020	1,25	31,250	90,2	16.12.2020	272,0	120,0	10,898	11,498	11,498	11,498	11,498	11,498	92,3	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	6,963		
133			Т-2	110/35/10	25	2011	0,00		1,2155			11,92		1,25						12,188	12,788	12,788	12,788	12,788	12,788									
134	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Котельная	Т-1	110/6	25	1982	0,60	19.06.2020	1,0248	25,620	2,4	2,80	18.12.2019	1,2	30,000	34,0	18.12.2019	0,0	0,0	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	21,500		
135			Т-2	110/6	25	1982	0,00		1,0248			5,70		1,2						5,700	5,700	5,700	5,700	5,700	5,700									
136	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Кузнецовка	Т-1	110/35/6	16	1994	1,90	17.06.2020	1,2155	19,448	11,9	1,90	16.12.2020	1,25	20,000	23,9	16.12.2020	400,0	0,0	1,944	1,944	1,944	1,944	1,944	1,944	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	16,091		
137			Т-2	110/35/6	16	1994	0,00		1,2155			1,92		1,25						1,964	1,964	1,964	1,964	1,964	1,964									
138	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ ЛДК Игирма	Т-1	110/10	16	1981	2,60	19.06.2020	1,0248	16,397	34,4	2,54	19.06.2019	1,2	19,200	34,2	19.06.2019	0,0	0,0	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	10,897		
139			Т-2	110/10	16	1981	2,90		1,0248			2,93		1,2						2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900									
140	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Макарово	Т-1	110/10	6,3	1997	1,40	20.06.2018	1,2155	7,658	22,2	1,45	20.06.2018	1,25	7,875	23,0	20.06.2018	97,0	0,0	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	1,417	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	6,240		
141	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Межница	Т-1	110/10	25	1979	3,60	20.06.2018	1,0248	25,620	29,2	7,20	18.12.2019	1,2	30,000	52,8	18.12.2019	116,0	0,0	7,273	7,273	7,275	7,275	7,275	7,275	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	16,650		
142			Т-2	110/10	25	1980	3,70		1,0248			6,00		1,2						6,073	6,073	6,075	6,075	6,075	6,075									
143	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Игирма	Т-1	110/10	15	2001	3,40	20.06.2018	1,2155	16,397	62,7	7,00	18.12.2019	1,25	18,750	119,7	18.12.2019	0,0	0,0	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	119,7	11,0,7	11,0,7	11,0,7	11,0,7	11,0,7	2,150		
144			Т-2	110/10	16	1990	6,00		1,0248			9,60		1,2						9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600									

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВ и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
4				0			0					0								00	00	00	00	00	00									
145	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Илимская	Т-1	110/10/6	25	1985	0,00	19.06.2019	1,0248	25,620	1,7	0,37	16.12.2018	1,2	30,000	14,5	19.06.2019	33,0	0,0	0,002	0,0 02	0,0 02	0,0 02	0,0 02	0,0 02	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	25,186		
146			Т-2	110/10/6	25	1980	0,43		1,0248			3,27		1,2						0,432	0,4 32	0,4 32	0,4 32	0,4 32	0,4 32									
147	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Н-Коршунова	Т-1	110/10/6	25	1982	0,39	20.06.2018	1,0248	25,620	2,4	1,92	16.12.2018	1,2	30,000	16,4	20.06.2018	47,0	0,0	0,393	0,3 93	0,3 93	0,3 93	0,3 93	0,3 93	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	25,005		
148			Т-2	110/10/6	25	1980	0,22		1,0248			2,18		1,2						0,223	0,2 23	0,2 23	0,2 23	0,2 23	0,2 23									
149	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Осетрово	Т-1	110/35/10	16	1988	2,37	19.12.2018	1,0248	16,397	34,8	5,90	19.12.2018	1,2	19,200	87,5	19.12.2018	444 3,1	0,0	6,341	6,3 41	6,3 41	6,3 41	6,3 41	6,3 41	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	4,318		
150			Т-2	110/35/10	16	1986	3,19		1,0248			8,10		1,2						8,541	8,5 41	8,5 41	8,5 41	8,5 41	8,5 41									
151	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Подымахино	Т-1	110/10	6,3	1984	0,50	19.06.2019	1,0248	6,456	7,9	0,58	19.12.2018	1,2	7,560	11,9	19.06.2019	23,0	0,0	0,501	0,5 01	0,5 01	0,5 01	0,5 01	0,5 01	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	5,954		
152			Т-2	110/10	6,3	1984	0,00		1,0248			0,17		1,2						0,001	0,0 01	0,0 01	0,0 01	0,0 01	0,0 01									
153	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Промбаза	Т-1	110/6	16	2006	0,00	19.06.2019	1,2155	19,448	45,0	5,30	18.12.2019	1,25	20,000	63,8	18.12.2019	200,0	247 5,0	6,285	6,2 85	6,2 85	6,2 85	6,2 85	6,2 85	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1	7,831		
154			Т-2	110/35/6	16	2006	7,20		1,2155			4,90		1,25						5,885	5,8 85	5,8 85	5,8 85	5,8 85	5,8 85									
155	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/10/10	25	1990	9,40	20.06.2018	1,0248	25,620	60,9	14,36	16.12.2020	1,2	30,000	108,8	16.12.2020	133 0,0	0,0	14,491	14,508	14,508	14,508	14,508	14,508	105,8	10 9,9	10 9,9	10 9,9	10 9,9	10 9,9	2,514		
156			Т-2	110/10/10	25	1990	5,82		1,0248			12,83		1,2						12,961	12,978	12,978	12,978	12,978	12,978									
157	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Снежинская	Т-3	110/10/10	25	1979	7,80	20.06.2018	1,0248	25,620	50,8	10,04	16.12.2020	1,2	30,000	79,6	16.12.2020	148 6,8	0,0	10,134	10,136	10,138	10,138	10,138	10,138	80,3	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	9,905		
158			Т-4	110/10/10	25	1980	4,90		1,0248			9,86		1,2						9,952	9,9 54	9,9 56	9,9 56	9,9 56	9,9 56									
159	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ СТЭМИ	Т-1	110/6/6	25	1990	5,74	19.06.2019	1,0248	25,620	61,0	15,00	18.12.2019	1,2	30,000	103,1	18.12.2019	0,0	0,0	14,997	14,997	14,997	14,997	14,997	14,997	103,1	10 3,1	10 3,1	10 3,1	10 3,1	10 3,1	4,225		
160			Т-2	110/6/6	25	1990	9,52		1,0248			10,78		1,2						10,779	10,779	10,779	10,779	10,779	10,779									
161	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ ЦРММ	Т-1	110/10	2,5	1982	0,27	17.06.2020	1,0248	2,562	10,8	0,82	16.12.2020	1,2	3,000	32,8	16.12.2020	630,0	0,0	0,958	0,9 58	0,9 58	0,9 58	0,9 58	0,9 58	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	2,042		
162	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Южная (ПО СЭС)	Т-1	110/10	15	1969	5,20	20.06.2018	1,0248	30,744	44,3	8,10	18.12.2019	1,2	36	55,7	20.06.2018	290 6,0	0,0	8,277	8,2 77	8,2 77	8,2 77	8,2 77	8,2 77	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	13,514		
163			Т-2	110/10	15	1969	8,10		1,0248			8,60		1,2						8,677	8,7 77	8,7 77	8,7 77	8,7 77	8,7 77									
164			Т-3	110/10	16	1994	0,00		1,2155			0,00		1,25						0,177	0,1 77	0,1 77	0,1 77	0,1 77	0,1 77									
165	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 500 кВ Иркутская (220 кВ)	Т-2	220/35/11	40	2001	12,16	19.06.2019	1,2155	97,24	78,3	16,38	16.12.2020	1,25	100	22,9	19.06.2019	0,0	0,0	12,156	12,156	12,156	12,156	12,156	12,156	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	34,585		
166			Т-3	220/35	40	2013	1,53		1,2155			1,94		1,25						1,530	1,5 30	1,5 30	1,5 30	1,5 30	1,5 30									
167			Т-4*	220/35	180	1958	48,97		1,0248			0,00		1,2						48,969	48,969	48,969	48,969	48,969	48,969									
168	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 220 кВ Черемхово	Т-3	110/35/6	80	1996	9,84	20.06.2018	1,2155	97,240	34,4	15,27	16.12.2020	1,25	100,000	44,1	16.12.2020	162 86,8	151 2,0	17,116	17,116	17,116	17,116	17,116	17,116	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	61,046		
169			Т-4	115/38,5/6,6	80	2011	17,70		1,2155			19,99		1,25						21,838	21,838	21,838	21,838	21,838	21,838									
17	ОАО	ПС 110 кВ	Т-1	110/35	16	2006	2,8	20.0	1,2155	19,44	18,0	4,3	18.1	1,25	20,00	27,0	18.12.	192	0,0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	27,	27,	27,	27,	27,	27,	15,654		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
0	«ИЭСК» (ЦЭС)	Алтарик		5/10			8	6.2018		8		2	2.2019		0		2019	,0		46	46	46	46	46	46	2	2	2	2	2	2			
171	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Ангарская	Т-1	110/35/6	63	1992	26,27	20.06.2018	1,2155	64,562	84,6	34,11	18.12.2019	1,25	75,600	122,2	18.12.2019	144 46,6	688,0	35,665	35,723	35,723	35,723	35,723	35,723	127,2	13 7,4	13 7,4	13 7,4	13 7,4	13 7,4	-1,634	10,500	5,9 (с учетом информации по табл. 1.5.3 пп. 384-385)
172			Т-2	110/35/6	63	1986	27,04		1,0248			42,90		1,2						44,453	44,511	44,511	44,511	44,511	44,511									
173	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Балаганск	Т-1	110/35/10	10	1990	0,00	17.06.2020	1,0248	10,248	32,2	0,00	16.12.2020	1,2	12,000	105,3	16.12.2020	209 0,6	0,0	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	109,4	10 9,4	10 9,4	10 9,4	10 9,4	10 9,4	1,063		
174			Т-2	110/35/10	10	1984	3,22		1,0248			10,53		1,2						10,734	10,734	10,734	10,734	10,734	10,734									
175	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Бахтай	Т-1	110/35/10	16	2001	0,00	20.06.2018	1,2155	19,448	12,6	4,10	18.12.2019	1,25	20,000	46,8	18.12.2019	705,2	0,0	4,154	4,154	4,154	4,154	4,154	4,154	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	12,400		
176			Т-2	110/35/10	16	2001	2,02		1,2155			3,39		1,25						3,445	3,445	3,445	3,445	3,445	3,445									
177	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Белореченская	Т-1	110/35/10	40	2016	12,50	17.06.2020	1,2155	48,620	52,6	20,01	16.12.2020	1,25	50,000	102,0	16.12.2020	349 6,8	0,0	20,215	20,327	20,327	20,327	20,327	20,327	103,0	10 3,5	10 3,5	10 3,5	10 3,5	10 3,5	8,581		
178			Т-2	110/35/10	40	2018	8,56		1,2155			20,78		1,25						20,980	21,092	21,092	21,092	21,092	21,092									
181	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Еловка	Т-1	110/10	25	2015	0,26	17.06.2020	1,2155	30,388	1,0	0,50	16.12.2020	1,25	31,250	2,6	17.06.2020	330 6,5	0,0	0,443	0,444	0,444	0,444	0,444	0,444	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	29,760		
182			Т-2	110/10	25	2015	0,00		1,2155			0,14		1,25						0,183	0,184	0,184	0,184	0,184	0,184									
183	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Заря	Т-1	110/35/10	25	1996	7,27	20.06.2018	1,2155	30,388	29,1	14,98	16.12.2020	1,25	31,250	97,5	16.12.2020	295 3,5	0,0	15,246	15,246	15,246	15,246	15,246	15,246	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	99,6	6,352		
184			Т-2	110/35/10	25	1996	0,00		1,2155			9,39		1,25						9,652	9,652	9,652	9,652	9,652	9,652									
185	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ЗГО	Т-1**	110/35/6	25	1994	3,26	17.06.2020	1,2155	30,388	26,1	0,00	16.12.2020	1,25	31,250	65,2	16.12.2020	151 8,4	125 00,0	4,367	4,962	4,962	4,962	4,962	4,962	100,1	10 4,9	10 4,9	10 4,9	10 4,9	10 4,9	5,024		
186			Т-2	110/35/6	25	1994	3,26		1,2155			16,30		1,25						20,670	21,265	21,265	21,265	21,265	21,265									
187	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Иваническая	Т-1	110/35/10	16	2007	0,00	20.06.2018	1,2155	16,397	23,8	2,79	16.12.2020	1,25	19,200	70,0	16.12.2020	438,3	0,0	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	2,822	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	7,951		
188			Т-2	110/35/10	16	1979	3,81		1,0248			8,40		1,2						8,428	8,428	8,428	8,428	8,428	8,428									
189	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Карьерная	Т-1	110/35/6	25	1995	0,00	20.06.2018	1,2155	10,248	45,2	6,52	19.12.2018	1,25	12,000	65,2	19.12.2018	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		
190			Т-2	110/35/10	10	1989	4,52		1,0248			0,00		1,2						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
191	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Куртулик	Т-1	110/35/6	10	1972	3,06	20.06.2018	1,0248	10,248	30,6	5,60	16.12.2020	1,2	12,000	112,3	16.12.2020	313,5	0,0	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	5,621	112,0	11 2,6	11 2,6	11 2,6	11 2,6	11 2,6	0,738		
192			Т-2	110/35/6	10	1972	0,00		1,0248			5,62		1,2						5,640	5,640	5,640	5,640	5,640	5,640									
193	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Лесозавод	Т-1	110/35/10	20	1965	2,48	20.06.2018	1,0248	20,496	23,8	3,85	18.12.2019	1,2	24,000	38,3	20.06.2018	658,0	0,0	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	15,659		
194			Т-2	110/35/10	20	1965	2,29		1,0248			3,80		1,2						2,322	2,322	2,322	2,322	2,322	2,322									
19	ОАО	ПС 110 кВ	Т-1**	110/1	16	2007	0,0	19.0	1,2155	19,44	0,3	0,0	16.1	1,25	20,00	0,6	19.06.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	19,396		

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ПП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера					День зимнего контрольного замера					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ПП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ПП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ПП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ПП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ПП, МВА	Загрузка ПП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ПП, МВА	Загрузка ПП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
5	«ИЭСК» (ЦЭС)	Мирная		0			5	6.2019		8		0	2.2020		0		2019			52	52	52	52	52	52									
196			Т-2	110/10	16	2007	0,00		1,2155			0,09		1,25						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
197	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Новожилкино	Т-1	110/10	10	2000	0,00	17.06.2020	1,2155	10,248	57,6	5,88	16.12.2020	1,25	12,000	102,3	16.12.2020	2064,5	0,0	6,005	6,009	6,009	6,009	6,009	6,009	104,8	104,9	104,9	104,9	104,9	104,9	1,513		
198			Т-2	110/10	10	1978	5,76		1,0248			4,35		1,2						4,474	4,478	4,478	4,478	4,478	4,478									
199	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Новонукутская	Т-1**	110/35/10	25	1990	4,79	17.06.2020	1,0248	25,620	29,8	0,00	16.12.2020	1,2	30,000	84,1	16.12.2020	2529,9	0,0	0,175	0,176	0,187	0,187	0,188	0,188	85,5	85,5	85,6	85,6	85,6	85,6	8,590		
200			Т-2	110/35/10	25	1979	2,68		1,0248			21,03		1,2						21,208	21,209	21,220	21,220	21,221	21,221									
201	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Огнеупоры	Т-1	110/35/6	7,5	1964	0,00	20.06.2018	1,0248	7,686	42,5	0,95	16.12.2020	1,2	9,000	41,4	20.06.2018	0,0	300,0	0,000	1,167	1,167	1,167	1,167	1,167	42,5	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	2,167		
202			Т-2	110/6	25	1978	3,19		1,0248			2,16		1,2						3,185	4,352	4,352	4,352	4,352	4,352									
203	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Пионерская	Т-1	110/10	25	1990	3,29	17.06.2020	1,0248	25,620	15,0	10,48	16.12.2020	1,2	30,000	50,5	16.12.2020	6287,2	0,0	11,035	11,047	11,047	11,047	11,047	11,047	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	16,239		
204			Т-2	110/10	25	1990	0,47		1,0248			2,15		1,2						2,703	2,715	2,715	2,715	2,715	2,715									
205	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Прибрежная	Т-1	110/35/6	40	2009	4,29	19.06.2020	1,2155	48,620	13,9	11,49	16.12.2020	1,25	50,000	34,4	16.12.2020	5267,0	856,0	13,052	13,496	13,941	13,941	13,941	13,941	42,2	44,4	46,6	46,6	46,6	46,6	31,356		
206			Т-2	110/35/6	40	2010	1,27		1,2155			2,26		1,25						3,814	4,258	4,703	4,703	4,703	4,703									
207	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Промышленная	Т-1	110/6	25	1988	0,00	19.06.2019	1,0248	25,620	40,5	0,00	19.06.2019	1,2	30,000	39,3	19.06.2019	2312,0	0,0	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	15,022		
208			Т-2	110/6	25	1988	10,12		1,0248			9,83		1,2						10,357	10,357	10,357	10,357	10,357	10,357									
209	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ППП	Т-1	110/10	10	1980	2,65	20.06.2018	1,0248	10,248	47,6	2,61	19.12.2020	1,2	12,000	58,7	20.06.2018	3000,0	0,0	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	2,686	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	5,421		
210			Т-2	110/10	10	2014	2,11		1,2155			3,27		1,25						2,141	2,141	2,141	2,141	2,141	2,141									
211	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Саирск	Т-2	110/35/6	25	1969	6,06	19.06.2019	1,0248	25,620	66,4	13,00	18.12.2019	1,2	30,000	86,3	18.12.2019	1485,2	0,0	13,135	13,135	13,135	13,135	13,135	13,135	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	87,4	8,151		
212			Т-1	110/35/6	31,5	1967	10,55		1,0248			8,58		1,2						8,714	8,714	8,714	8,714	8,714	8,714									
213	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Цемзавод	Т-1	110/35/6	60	1958	13,04	20.06.2018	1,0248	40,992	71,3	8,97	19.12.2018	1,2	48,000	79,7	20.06.2018	1204,8	420,0	13,109	14,742	14,742	14,742	14,742	14,742	71,6	79,8	79,8	79,8	79,8	79,8	9,084		
214			Т-2	110/35/6	40	1976	15,47		1,0248			22,91		1,2						15,533	17,166	17,166	17,166	17,166	17,166									
215	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ Юбилейная	Т-1	110/6	16	1988	0,09	19.06.2019	1,0248	16,397	17,1	2,93	19.12.2018	1,2	19,200	38,5	19.12.2018	0,0	0,0	2,935	2,935	2,935	2,935	2,935	2,935	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	13,046		
216			Т-2	110/6	16	1988	2,65		1,0248			3,22		1,2						3,219	3,219	3,219	3,219	3,219	3,219									
217	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Байкальская (220 кВ)	Т-4	220/10/10	63	1997	0,00	20.06.2018	1,2155	76,577	0,0	0,12	16.12.2020	1,25	78,750	0,2	20.06.2018	1924,0	0,0	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	76,193		
218	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Байкальская (110 кВ)	Т-3	110/6	10	1975	4,83	20.06.2018	1,0248	10,248	48,3	9,19	18.12.2019	1,2	12,000	91,9	18.12.2019	0,0	0,0	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	9,192	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	91,9	2,808		
219	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ БЦБК	Т-1	220/35/6	40	1984	8,36	17.06.2020	1,0248	40,992	35,1	11,30	18.12.2019	1,2	48,000	66,6	18.12.2019	4240,1	940,8	12,285	15,047	15,047	15,047	15,047	15,047	71,5	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	13,857		
220			Т-2	220/35/6	40	1980	5,67		1,0248			15,35		1,2						16,335	19,097	19,097	19,097	19,097	19,097									
22	ОАО	ПС 220 кВ	Т-1	220/1	63	2016	10,	20.0	1,2155	76,57	35,0	15,	16.1	1,25	78,75	76,0	16.12.	128	159	20,	21,	21,	21,	21,	21,	91,	95,	95,	95,	95,	95,	18,568		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВ и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
1	«ИЭСК» (ЮЭС)	Бытовая		0/10			06	6.20		7		67	2.20		0		2020	98,0	75,5	473	804	804	806	806	806	3	5	5	5	5	5			
22			Т-2	220/10/10	63	2017	12,00	18	1,2155			32,24	20	1,25						37,043	38,374	38,374	38,376	38,376	38,376									
25	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Малая Елань	Т-1	220/35/10	40	2020	0,00	20.06.20	1,2155	48,620	0,0	0,55	16.12.20	1,25	50,000	17,2	16.12.2020	445,0	420 00,0	0,575	0,575	0,575	0,575	9,908	9,908	17,3	17,3	17,3	17,3	64,0	64,0	24,414		
26			Т-2	220/35/10	40	2020	0,00	18	1,2155			6,32	20	1,25						6,345	6,345	6,345	6,345	15,678	15,678									
27	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Светлая	Т-1***	220/35/10	40	2019	11,56	20.06.20	1,2155	48,620	28,9	0,0	19.12.20	1,25	50,000	0,0	20.06.2018	195,00	185,00	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	35,800		
28			Т-2****	220/35/10	40	2019	0,00	18	1,2155			0,00	18	1,25						0,628	0,628	0,628	0,628	0,628	0,628									
29	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Шелехово (220 кВ)	Т-3	220/10	200,001	1979	159,18	20.06.20	1,0248	409,922049	80,7	154,04	16.12.20	1,2	480,0024	82,1	20.06.2018	0,0	0,0	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	159,176	80,7075	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	87,090		
30			Т-4	220/10	200,001	1970	2,01	18	1,0248			2,01	20	1,2						2,011	2,011	2,011	2,011	2,011	2,011									
31			Т-6	220/10	200,001	1971	161,65		1,0248			172,19		1,2						161,645	161,645	161,645	161,645	161,645	161,645									
32	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 220 кВ Шелехово (110 кВ)	Т-1	110/10	210	1992	164,65	20.06.20	1,2155	255,255	78,4	162,01	18.12.20	1,25	262,500	77,1	20.06.2018	471,5	0,0	164,697	164,697	164,697	164,697	164,697	164,697	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	90,509		
33			Т-2	110/10	210	1994	0,00	18	1,2155			0,00	19	1,25						0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049									
34			Т-5	110/10	80	1980	20,61	20.06.20	1,0248	81,984	50,2	0,00	18.12.20	1,2	96,000	57,2	20.06.2018	471,5	0,0	20,660	20,660	20,660	20,660	20,660	20,660	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	41,694		
35			Т-7	110/10	80	1981	19,58	18	1,0248			45,73	19	1,2						19,630	19,630	19,630	19,630	19,630	19,630									
36	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Березовая	Т-1	110/10/10	25	2011	12,02	20.06.20	1,2155	30,388	122,2	26,42	16.12.20	1,25	31,250	184,1	16.12.2020	120 54,5	305 0,0	28,117	28,119	28,119	28,119	28,119	28,119	197,7	19 7,7	19 7,7	19 7,7	19 7,7	19 7,7	- 18,177	19,000	0,82 (письмо № 06.060-07-4.23-1135 от 26.03.2021)
37			Т-2	110/10/10	25	2010	18,52	18	1,2155			19,61	20	1,25						21,306	21,308	21,308	21,308	21,308	21,308									
38	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Глазково	Т-1	110/10/6	40	2002	6,37	20.06.20	1,2155	48,620	39,2	14,36	16.12.20	1,25	50,000	72,1	16.12.2020	368 2,4	203 3,0	15,294	15,367	15,367	15,367	15,367	15,367	76,8	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	19,136		
39			Т-2	110/10/6	40	2005	9,31	18	1,2155			14,49	20	1,25						15,424	15,497	15,497	15,497	15,497	15,497									
40	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	Т-1	110/10/10	40	2009	12,52	20.06.20	1,2155	48,620	45,0	22,03	18.12.20	1,25	50,000	72,7	18.12.2019	312 2,8	0,0	22,341	22,342	22,342	22,342	22,342	22,342	74,3	74,3	74,3	74,3	74,3	74,3	20,284		
41			Т-2	110/10/10	40	2009	5,49	18	1,2155			7,06	19	1,25						7,373	7,374	7,374	7,374	7,374	7,374									
42	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Ерши	Т-1	110/35/6	10	1999	4,40	20.06.20	1,2155	22,403	43,2	5,63	16.12.20	1,25	24,5	89,5	16.12.2020	448 5,8	0,0	5,903	5,904	5,904	5,904	5,904	5,904	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	93,6	5,776		
43			Т-2	110/6	10	1972	4,25	18	1,0248			7,43	20	1,2						7,702	7,703	7,703	7,703	7,703	7,703									
44			Т-3	110/6	16	2011	0,00		1,2155			4,84		1,25						5,117	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118									
45	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ Знаменская	Т-1	110/6	16	2001	4,99	20.06.20	1,2155	19,448	31,2	5,78	18.12.20	1,25	20,000	36,1	18.12.2019	230,0	0,0	5,807	5,807	5,809	5,809	5,809	5,809	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	14,191		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
	(ЮЭС)							18					19																			
246	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Знаменская-2	Т-1	110/10/10	25	2009	8,16	20.06.2018	1,2155	30,388	35,6	11,72	16.12.2018	1,25	31,250	57,4	16.12.2020	2515,4	0,0	11,978	11,978	11,978	11,978	11,978	11,978	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	16,374		
247			Т-2	110/10/10	25	2011	0,74		1,2155			2,64		1,25						2,898	2,898	2,898	2,898	2,898	2,898									
248	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ИЗКСМ	Т-1	110/35/10	16	1986	0,98	19.06.2018	1,0248	16,397	14,7	1,78	18.12.2019	1,2	19,200	19,6	19.06.2019	0,0	0,0	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,048		
249			Т-2	110/35/10	16	1986	1,37		1,0248			1,35		1,2						1,369	1,369	1,369	1,369	1,369	1,369									
250	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ИАЗ	Т-1	110/6	25	2011	12,33	20.06.2018	1,2155	60,775	53,6	18,94	16.12.2019	1,25	62,5	81,5	16.12.2020	0,0	0,0	18,940	18,940	18,940	18,940	18,940	18,940	81,54	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	21,730		
251			Т-2	110/6	25	2013	11,02		1,2155			12,93		1,25						12,930	12,930	12,930	12,930	12,930	12,930									
252			Т-3	110/10/6	25	2006	3,44		1,2155			8,90		1,25						8,900	8,900	8,900	8,900	8,900	8,900									
253	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Изумрудная	Т-1	110/35/10	25	2010	9,58	17.06.2018	1,2155	30,388	78,2	24,30	18.12.2019	1,25	31,250	176,3	18.12.2019	13258,8	1200,0	24,350	24,499	24,697	25,076	25,907	25,907	176,7	17 7,9	17 9,5	18 2,5	18 9,2	18 9,2	-16,043	0,000	-16,043
254			Т-2	110/35/10	25	2010	9,96	20.06.2018	1,2155			19,78	19.12.2019	1,25						19,830	19,979	20,177	20,556	21,387	21,387									
255	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Искра	Т-1	110/6	16	1975	0,87	20.06.2018	1,0248	10,248	9,9	0,00	19.12.2018	1,2	12,000	37,2	19.12.2018	1150,0	0,0	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	8,272		
256			Т-2	110/6	10	1966	0,11	18.06.2018	1,0248			3,72	18.12.2019	1,2						3,722	3,722	3,722	3,722	3,722	3,722									
257	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кировская	Т-1	110/35/6	40	1968	14,87	20.06.2018	1,0248	40,992	63,7	22,07	18.12.2019	1,2	48,000	98,0	18.12.2019	3438,2	3081,40	25,964	29,427	29,454	29,583	30,639	30,639	117,4	13 4,7	13 4,9	13 5,5	14 0,8	14 0,8	-5,318	3,580	
258			Т-2	110/35/6	40	1971	10,60	18.06.2018	1,0248			17,11	18.12.2019	1,2						21,004	24,467	24,494	24,623	25,679	25,679									
259	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кировская	Т-3	110/6	40	1988	9,67	17.06.2018	1,0248	40,992	24,2	16,84	18.12.2019	1,2	48,000	42,1	18.12.2019	0,0	0,0	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	16,840	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	31,160		
260	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Лепяя	Т-1	110/35/10	16	1977	13,59	20.06.2018	1,0248	16,397	150,4	20,05	16.12.2020	1,2	19,200	221,7	16.12.2020	6410,0	1500,0	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	21,346	237,9	23 7,9	23 7,9	23 7,9	23 7,9	23 7,9	-18,861	0,000	-18,861
261			Т-2	110/35/10	16	1977	10,47	18.06.2018	1,0248			15,42	16.12.2020	1,2						16,716	16,716	16,716	16,716	16,716	16,716									
262	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	110/10	25	1983	10,63	17.06.2018	1,0248	25,620	74,1	22,62	16.12.2020	1,2	30,000	152,5	16.12.2020	7178,5	0,0	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	23,414	158,9	15 8,9	15 8,9	15 8,9	15 8,9	15 8,9	-9,719	0,000	-9,719
263			Т-2	110/10	25	1983	7,89	20.06.2018	1,0248			15,51	16.12.2020	1,2						16,306	16,306	16,306	16,306	16,306	16,306									
264	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Мельниково	Т-1	110/35/6	40	2016	10,82	20.06.2018	1,2155	48,620	56,7	21,46	16.12.2020	1,25	50,000	77,9	16.12.2020	3360,9	0,0	21,749	21,750	21,750	21,750	21,750	21,750	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	18,270		
265			Т-2	110/35/6	40	2017	11,88	18.06.2018	1,2155			9,69		1,25						9,979	9,980	9,980	9,980	9,980	9,980									
266	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Мельниково	Т-3	110/10/6	25	1987	12,03	20.06.2018	1,0248	25,620	91,0	23,94	16.12.2020	1,2	30,000	163,0	16.12.2020	0,0	0,0	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	23,940	163,0	16 3,0	16 3,0	16 3,0	16 3,0	16 3,0	-10,740	10,780	0,04 (письмо №06.006-01-4.23-1142 от 29.03.2021)
267			Т-4	110/10/6	25	1980	10,72	18.06.2018	1,0248			16,80	16.12.2020	1,2						16,800	16,800	16,800	16,800	16,800	16,800									
268	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ Молодежная	Т-1	110/10	10	2011	3,55	20.06.2018	1,2155	10,248	61,9	3,90	16.12.2020	1,25	12,000	69,6	20.06.2018	1420,0	1500,0	4,016	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	71,2	3,126		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																			
269	(ЮЭС)	я	Т-2	110/10	10	1984	2,64	18	1,0248			3,06	20	1,2						3,104	3,105	3,105	3,105	3,105	3,105									
270	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Нагорная	Т-1	110/35/6	25	1970	8,97	20.06.2018	1,0248	25,620	62,9	16,79	19.12.2018	1,2	30,000	100,8	19.12.2018	10909,8	0,0	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	17,981	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4	2,399		
271			Т-2	110/35/6	25	1970	6,77		1,0248			8,42		1,2						9,620	9,620	9,620	9,620	9,620	9,620									
272	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	110/35/6	20	1968	2,67	17.06.2020	1,0248	31,7688	39,9	6,47	16.12.2020	1,2	37,2	58,7	16.12.2020	19912,5	0,0	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	6,605	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	18,594		
273			Т-2	110/6	15	1968	4,87		1,0248			5,20		1,2						5,335	5,335	5,335	5,335	5,335	5,335									
274			Т-3	110/6	16	1979	4,83		1,0248			6,53		1,2						6,665	6,665	6,665	6,665	6,665	6,665									
275	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Пивзавод	Т-1	110/35/10	40	2008	19,39	20.06.2018	1,2155	48,620	136,4	42,65	16.12.2020	1,25	50,000	223,1	16.12.2020	23702,1	9773,9	46,912	46,914	46,919	46,928	46,928	46,928	244,4	244,4	244,4	244,5	244,5	244,5	-47,797	54,980	7,18 (письмо № 06.006-01-4.23-1142 от 29.03.2021)
276			Т-2	110/35/10	40	2008	35,16		1,2155			46,59		1,25						50,852	50,854	50,859	50,868	50,868	50,868									
279	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/10/10	40	2007	13,64	20.06.2018	1,2155	48,620	73,8	21,09	16.12.2020	1,25	50,000	92,4	16.12.2020	38620,0	3266,0	21,929	22,120	22,121	22,121	22,121	22,121	96,6	97,5	97,5	97,5	97,5	97,5	10,989		
280			Т-2	110/10/10	40	2007	15,89		1,2155			15,86		1,25						16,699	16,890	16,891	16,891	16,891	16,891									
281	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Рабочая	Т-1	110/6/6	25	2007	8,16	20.06.2018	1,2155	30,388	63,9	10,98	16.12.2020	1,25	31,250	93,0	16.12.2020	27548	0,0	11,224	11,224	11,224	11,224	11,224	11,224	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	7,512		
282			Т-2	110/6/6	25	2007	7,82		1,2155			12,27		1,25						12,514	12,514	12,514	12,514	12,514	12,514									
283	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Релейная	Т-1	110/6/6	40	1973	6,55	20.06.2018	1,0248	40,992	23,0	9,83	19.12.2018	1,2	48,000	35,2	20.06.2018	2690,0	0,0	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	31,768		
284			Т-2	110/6/6	40	1973	2,64		1,0248			4,27		1,2						2,654	2,654	2,654	2,654	2,654	2,654									
285	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Рудная	Т-1	110/6	16	2006	3,38	19.06.2019	1,2155	18,233	26,4	1,06	16.12.2020	1,25	18,750	58,5	16.12.2020	0,0	164,0	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	9,242		
286			Т-2	110/6	15	2007	0,57		1,2155			7,71		1,25						8,079	8,079	8,079	8,079	8,079	8,079									
287	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сосновая	Т-1	110/10	6,3	1990	2,92	20.06.2018	1,0248	6,456	79,2	2,92	16.12.2020	1,2	7,560	89,5	20.06.2018	1642,0	0,0	3,059	3,059	3,059	3,059	3,059	3,059	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	1,185		
288			Т-2	110/10	6,3	1990	2,07		1,0248			2,72		1,2						2,212	2,212	2,212	2,212	2,212	2,212									
289	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Спутник	Т-1	110/6	15	1971	8,29	20.06.2018	1,0248	30,744	51,8	5,14	16.12.2020	1,2	36	102,3	16.12.2020	1608,8	1900,4	5,140	5,140	5,143	5,156	5,541	5,541	102,327	102,32	102,3	102,5	103,3	103,3	4,100		
290			Т-2	110/6	15	1971	7,26		1,0248			16,71		1,2						16,710	16,710	16,713	16,726	17,111	17,111									
291			Т-3	110/6/6	25	2001	0,00		1,2155			8,85		1,25						8,848	8,848	8,851	8,864	9,249	9,249									
292	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Студенческая	Т-1	110/6	40	2015	10,19	20.06.2018	1,2155	48,620	53,4	14,81	18.12.2019	1,25	50,000	69,4	18.12.2019	2357,1	0,0	15,019	15,019	15,019	15,019	15,019	15,019	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	21,805		
293			Т-2	110/6	40	2006	11,19		1,2155			12,96		1,25						13,174	13,174	13,174	13,174	13,175	13,175									
294	ОАО «ИЭСК»	ПС 110 кВ Туристская	Т-1	110/35/10	25	1992	7,21	20.06.2020	1,2155	25,620	86,7	9,79	16.12.2020	1,25	30,000	108,2	16.12.2020	6359,9	1000,0	10,544	10,544	10,544	10,544	10,544	10,544	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3	1,432		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
295	(ЮЭС)		Т-2	110/35/10	25	1977	14,47	18	1,0248			17,27	20	1,2						18,024	18,024	18,024	18,024	18,024	18,024										
296	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/10/6	40	1987	0,00	20.06.2018	1,0248	40,992	61,5	19,51	18.12.2020	1,2	48,000	85,0	18.12.2019	485	254	20,709	20,709	20,722	20,722	20,722	20,722	91,0	91,0	91,1	91,1	91,1	91,1	11,561		
297			Т-2	110/10/6	40	1993	24,59	18	1,2155			14,51	19	1,25				0,7	3,8	15,703	15,703	15,717	15,717	15,717	15,717										
298	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Цимлянская	Т-1	110/6	40,5	1965	1,86	20.06.2018	1,0248	40,992	29,8	13,79	16.12.2020	1,2	48,000	50,2	16.12.2020	218	0,0	13,996	13,997	13,997	13,997	13,997	13,997	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	27,526		
299			Т-2	110/6	40	1966	6,45	18	1,0248			6,27	20	1,2				5,1		6,476	6,477	6,477	6,477	6,477	6,477										
300	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Цимлянская	Т-3	110/6/6	40	1967	7,09	20.06.2018	1,0248	40,992	17,7	0,75	16.12.2020	1,2	48,000	1,9	20.06.2018	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	33,899		
301	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Южная (ПО ЮЭС)	Т-1	110/35/6	20	1967	8,47	20.06.2018	1,0248	20,496	92,8	16,23	16.12.2020	1,2	24,000	155,3	16.12.2020	651	0,0	16,230	16,230	16,266	16,461	16,954	16,954	155,3	15,53	15,57	15,76	16,25	16,25	-8,508	7,400	-1,108
302			Т-2	110/35/6	20	1959	10,10	18	1,0248			14,83	20	1,2				4,0		14,830	14,830	14,866	15,061	15,554	15,554										
303	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Быстрая	Т-1	110/6	2,5	2008	0,00	20.06.2018	1,2155	3,039	0,0	0,58	16.12.2020	1,25	3,125	23,3	16.12.2020	0,0	0,0	0,582	0,582	0,582	0,582	0,582	0,582	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	2,543		
304	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 500 кВ Усть-Кут (220 кВ)	Т-1	220/10	10	2017	0,05	20.06.2018	1,2155	12,155	0,5	1,08	16.12.2020	1,25	12,500	10,8	16.12.2020	0,0	0,0	1,081	1,081	1,081	1,081	1,081	1,081	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,419		
305	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 220 кВ НПС-6	Т-1	220/10	40	2017	0,00	20.06.2018	1,2155	48,620	18,0	3,82	19.12.2018	1,25	50,000	26,8	19.12.2018	0,0	0,0	3,817	3,817	3,817	3,817	3,817	3,817	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	39,263		
306			Т-2	220/10	40	2017	7,22	18	1,2155			6,92	18	1,25						6,921	6,921	6,921	6,921	6,921	6,921										
307	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 220 кВ НПС-7	Т-1	220/10	40	2018	0,21	19.06.2019	1,2155	48,620	1,0	6,96	18.12.2019	1,25	50,000	34,3	18.12.2019	0,0	0,0	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	36,264		
308			Т-2	220/10	40	2018	0,21	19	1,2155			6,77	19	1,25						6,772	6,772	6,772	6,772	6,772	6,772										
309	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 220 кВ НПС-9	Т-1	220/10	40	2017	3,54	20.06.2018	1,2155	48,620	18,4	5,50	18.12.2019	1,25	50,000	27,2	18.12.2019	0,0	0,0	5,500	5,500	5,500	5,500	5,500	5,500	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	39,136		
310			Т-2	220/10	40	2017	3,81	18	1,2155			5,36	19	1,25						5,364	5,364	5,364	5,364	5,364	5,364										
311	МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 220 кВ Сухой Лог	Т-1	220/110	125	2019	0,00	20.06.2018	1,2155	151,938	0,0	35,10	18.12.2019	1,25	156,250	56,0	18.12.2019	0,0	0,0	35,099	35,099	35,099	35,099	35,099	35,099	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	86,249		
312			Т-2	220/110	125	2019	0,00	18	1,2155			34,90	19	1,25						34,902	34,902	34,902	34,902	34,902	34,902										
313	АО «Витимэнерго»	ПС 220 кВ Чаингро	Т-1	220/6	10	2020	0,00	20.06.2018	1,2155	7,658	0,0	0,28	16.12.2020	1,25	7,875	7,6	16.12.2020	0,0	0,0	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,395		
314			Т-2	220/6	6,3	2020	0,00	18	1,2155			0,20	20	1,25						0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200										
315	АО «Витимэнерго»	ПС 220 кВ Дипя	Т-1	220/6	10	2020	0,00	20.06.2018	1,2155	12,155	0,0	0,18	16.12.2020	1,25	12,500	1,8	20.06.2018	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,155		
316	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Артемовская	Т-1	110/35/6	16	1990	15,48	17.06.2020	1,0248	10,248	208,5	3,95	17.06.2020	1,2	12,000	39,5	17.06.2020	0,0	0,0	15,475	15,475	15,475	15,475	15,475	15,475	208,5	20	20	20	20	20	-10,602	10,070	-0,532
317			Т-2	110/35	10	1962	5,3	20	1,0248			0,0	19	1,2						5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5			

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВ и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
7				5/6			8					0								75	75	75	75	75	75									
318	АО «Витимэнерго»	РП 110 кВ Полюс	Т-1	110/10	2,5	2015	0,04	20.06.2018	1,2155	3,039	1,6	0,00	18.12.2019	1,25	3,125	7,6	18.12.2019	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	2,935		
319			Т-2	110/10	2,5	2015	0,00		1,2155			0,19		1,25						0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190									
320	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Перевоз	Т-1	110/35/6	10	1993	5,89	19.06.2019	1,2155	12,155	58,9	0,00	16.12.2020	1,25	12,500	23,0	19.06.2019	3,0	207 1,0	6,390	6,811	6,811	6,811	6,811	6,811	68,9	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	4,424		
321			Т-2	110/35/6	10	1993	0,00		1,2155			2,30		1,25						0,500	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921									
322	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Крохоткинская	Т-1	110/35/6	16 (25 МВА с 2022 г.)	2003	8,65	20.06.2018	1,2155	10,248	147,1	5,53	16.12.2020	1,25	12,000	79,1	20.06.2018	300,0	760 0,0	8,683	12,061	12,061	12,061	12,061	12,061	147,8	86,1	86,1	86,1	86,1	86,1	8,855		
323			Т-2	110/35/6	10 (25 МВА с 2022 г.)	1968	6,06		1,0248			2,38		1,2						6,093	9,471	9,471	9,471	9,471	9,471									
289	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Бодайбинская	Т-1	110/35/6	16	2012	8,68	20.06.2018	1,2155	38,896	98,3	5,14	16.12.2020	1,25	40	95,9	20.06.2018	787,8	0,0	8,729	8,729	8,729	8,729	8,729	8,729	98,709	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	7,309		
290			Т-2	110/35/6	16	2001	6,75		1,2155			16,71		1,25						6,799	6,799	6,799	6,799	6,799	6,799									
291			Т-3	110/35/6	16	2001	16,01		1,2155			8,85		1,25						16,059	16,059	16,059	16,059	16,059	16,059									
327	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Мараканская	Т-1	110/35/6	10	1969	8,31	19.06.2019	1,0248	6,456	131,9	2,33	18.12.2019	1,2	7,560	37,0	19.06.2019	169,0	112 5,0	8,828	8,828	8,828	8,828	8,828	8,828	148,3	14 8,3	14 8,3	14 8,3	14 8,3	14 8,3	-2,889		
328			Т-2	110/35/6	6,3	1979	0,00		1,0248			0,00		1,2						0,518	0,518	0,518	0,518	0,518	0,518									
	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Вачинская	Т-1	110/35/6	10	1995	5,66	19.06.2019	1,2155	12,155	56,6	3,01	19.12.2018	1,25	12,500	30,1	19.06.2019	0,0	472,5	6,080	6,080	6,080	6,080	6,080	6,080	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	6,075		
	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Вачинская	Т-2	110/35/6	5,6	1960	4,20	19.06.2019	1,0248	5,739	75,0	1,28	19.12.2018	1,2	6,720	22,9	19.06.2019	0,0	472,5	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	1,119		
331	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Светлый	Т-1	110/35/6	10	1991	0,60	17.06.2020	1,2155	12,155	6,0	0,27	16.12.2020	1,25	12,500	2,7	17.06.2020	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	11,555		
475	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Верхнеская	Т-1	110/6	16	2011	7,93	19.06.2019	1,2155	19,448	98,8	8,94	18.12.2019	1,25	20,000	111,3	18.12.2019	0,0	279 00,0	15,140	15,140	15,140	15,140	15,140	15,140	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	8,640		
476			Т-2	110/6	16 (25 МВА с 2021 г.)	2011	7,87		1,2155			8,87		1,25						15,070	15,070	15,070	15,070	15,070	15,070									
477			Т-3	110/6	25	2021	0,00		1,2155			0,00		1,25						12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400									
334	ООО «Друза»	ПС 110 кВ Невский	Т-1	110/6	6,3 (16 МВА с 2022 г.)	1989	5,36	20.06.2018	1,0248	6,456	85,1	6,14	19.12.2018	1,2	7,560	97,5	20.06.2018	0,0	840 2,0	5,360	12,828	12,828	12,828	12,828	12,828	85,1	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2	6,392		
475	ПАО «Высочайший»	ПС 110 кВ Высочайший	Т-1	110/6	6,3	1989	7,47	17.06.2020	1,0248	25,90424	237,1	7,24	16.12.2020	1,2	27,56	239,8	17.06.2020	0,0	100 00,0	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	67,0	10 6,9	10 6,9	10 6,9	10 6,9	10 6,9	2,075		
476			Т-2	110/6	6,3	1989	7,47		1,0248			7,24		1,2						7,470	7,470	7,470	7,470	7,470	7,470									
477			Т-3	110/6	16	2022	0,00		1,2155			0,00		1,25						0,000	8,889	8,889	8,889	8,889	8,889									
337	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Угахан	Т-1	110/6	16,0	1989	н/д	20.06.2018	1,0248	16,397	0,0	6,79	18.12.2019	1,2	19,200	82,4	18.12.2019	0,0	0,0	6,790	6,790	6,790	6,790	6,790	6,790	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	82,4	6,010		
338			Т-2	110/6	16,0	1989	н/д		1,0248			6,40		1,2						6,400	6,400	6,400	6,400	6,400	6,400									

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
339	АО «Витюнерго»	ПС 110 кВ Анантра	Т-1	110/6	2,5 (6,3 МВА с 2022 г.)	1989	1,68	19.06.2019	1,0248	2,562	67,2	0,00	19.12.2018	1,2	3,000	0,0	19.06.2019	0,0	205,0	1,680	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	НАЧ	55,6	55,6	55,6	55,6	55,6	0,940		
340	АО «Витюнерго»	ПС 110 кВ Б.Баллагана х	Т-1	110/6	2,5	1989	0,40	19.06.2019	1,0248	2,562	16,0	0,50	16.12.2020	1,2	3,000	20,0	19.06.2019	0,0	0,0	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	2,162		
483	ИНЦ СО РАН	ПС 110 кВ Академическая	Т-1	115/6,6	16	1979	3,61	19.06.2019	1,0248	20,496	32,0	7,22	16.12.2020	1,2	24	63,8	16.12.2020	146,0	0,0	7,225	7,225	7,225	7,225	7,225	7,225	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	11,234		
484			Т-2**	115/6,6	10	1965	0,00	19.06.2019	1,0248			0,00	16.12.2020	1,2			16.12.2020			0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005								
485			Т-3	115/6,6	10	1965	2,78	19.06.2019	1,0248			5,53	16.12.2020	1,2			16.12.2020			5,535	5,535	5,535	5,535	5,535	5,535								
486	АО «АЭХК»	ПС 110 кВ Водозабор-1	Т-1	110/6	15	1989	0,00	19.06.2019	1,0248	15,372	29,6	0,00	18.12.2020	1,2	18,000	11,1	19.06.2019	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	10,934		
487			Т-2	110/6	16	1989	4,44	19.06.2019	1,0248			1,67	18.12.2020	1,2			18.12.2020			4,438	4,438	4,438	4,438	4,438	4,438								
488	АО «АНХК»	ПС 110 кВ ЦРП-2	Т-1	115/38,5/6,3	63	1992	14,75	20.06.2018	1,2155	76,577	30,7	13,68	18.12.2020	1,25	78,750	30,5	20.06.2018	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	57,211		
489			Т-2	115/38,5/6,3	63	1992	4,62	20.06.2018	1,2155			5,51	18.12.2020	1,25			18.12.2020			4,617	4,617	4,617	4,617	4,617	4,617								
490	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-8	Т-1	115/38,5/6,3	80	2013	18,68	19.06.2019	1,2155	97,240	31,8	15,62	19.12.2018	1,25	100,000	25,9	19.06.2019	0,0	0,0	18,680	18,680	18,680	18,680	18,680	18,680	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	71,798		
491			Т-2	115/38,5/6,3	80	2013	6,76	19.06.2019	1,2155			5,14	18.12.2020	1,25			18.12.2020			6,762	6,762	6,762	6,762	6,762	6,762								
492	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-10	Т-1	115/6,3	25	2002	3,40	20.06.2018	1,2155	30,388	30,7	4,08	18.12.2020	1,25	31,250	35,8	18.12.2019	0,0	0,0	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	22,303		
493			Т-2	115/6,3	25	2002	4,27	20.06.2018	1,2155			4,87	18.12.2020	1,25			18.12.2020			4,871	4,871	4,871	4,871	4,871	4,871								
494	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-11	Т-1	115/6,3	80	1974	10,59	19.06.2019	1,0248	81,984	21,9	8,06	19.12.2018	1,2	96,000	18,0	19.06.2019	0,0	0,0	10,592	10,592	10,592	10,592	10,592	10,592	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	64,465		
495			Т-2	115/6,3	80	1980	6,93	19.06.2019	1,0248			6,38	18.12.2020	1,2			19.06.2019			6,927	6,927	6,927	6,927	6,927	6,927								
496	АО «АНХК»	ПС 110 кВ УП-12	Т-1	115/6,3	40	2006	16,34	20.06.2018	1,2155	48,620	82,6	19,47	18.12.2020	1,25	50,000	81,2	20.06.2018	0,0	0,0	16,340	16,340	16,340	16,340	16,340	16,340	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	15,580		
497			Т-2	115/6,3	40	2006	16,70	20.06.2018	1,2155			13,00	18.12.2020	1,25			20.06.2018			16,700	16,700	16,700	16,700	16,700	16,700								
498	АО «БЭСК»	ПС 110 кВ Антарстрой	Т-1	110/6	20	1970	1,52	17.06.2020	1,0248	20,496	19,7	0,00	18.12.2020	1,2	24,000	38,5	18.12.2019	38,0	0,0	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	16,297		
499			Т-2	110/6	20	1970	2,42	17.06.2020	1,0248			7,70	18.12.2020	1,2			18.12.2020			7,701	7,701	7,701	7,701	7,701	7,701								
500	АО «БЭСК»	ПС 110 кВ КПД	Т-1	110/6	16	1980	2,33	17.06.2020	1,0248	16,397	39,5	6,20	16.12.2020	1,2	19,200	79,1	16.12.2020	485,0	0,0	6,238	6,238	6,238	6,238	6,238	6,238	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	6,474		
501			Т-2	110/6	16	1980	3,99	17.06.2020	1,0248			6,45	16.12.2020	1,2			16.12.2020			6,488	6,488	6,488	6,488	6,488	6,488								
502	АО «БЭСК»	ПС 110 кВ Солнечная	Т-1	110/10	40	1981	0,20	19.06.2019	1,0248	40,992	1,1	0,24	19.12.2018	1,2	48,000	1,8	19.06.2019	0,0	0,0	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	40,550		
503			Т-2	110/10	40	1981	0,24	19.06.2019	1,0248			0,48	18.12.2020	1,2			19.06.2019			0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241								
504	ООО «Трансне	ПС 220 кВ НПС-3	Т-1	220/10	40	2017	1,84	19.06.2020	1,2155	48,620	9,1	5,26	16.12.2020	1,25	50,000	26,0	16.12.2020	0,0	0,0	5,258	5,258	5,258	5,258	5,258	5,258	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	39,605		

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
505	фть-Восток»		Т-2	220/10	40	2017	1,81	19	1,2155			5,14	20	1,25						5,137	5,137	5,137	5,137	5,137	5,137									
506	ООО «Транснефть-Восток»	ПС 220 кВ НПС-4	Т-1	220/10	25	2018	7,42	20.06.2018	1,2155	30,388	46,2	3,82	18.12.2019	1,25	31,250	40,0	20.06.2018	0,0	0,0	7,420	7,420	7,420	7,420	7,420	7,420	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	18,848		
507			Т-2	220/10	25	2018	4,12		1,2155			6,19		1,25						4,120	4,120	4,120	4,120	4,120	4,120									
508	ООО «Транснефть-Восток»	ПС 220 кВ НПС-5	Т-1	220/10	25	2019	0,00	20.06.2018	1,2155	30,388	0,0	8,60	18.12.2019	1,25	31,250	34,4	18.12.2019	0,0	0,0	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	22,650		
509			Т-2	220/10	25	2019	0,00		1,2155			0,00		1,25						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
510	ООО «Транснефть-Восток»	ПС 220 кВ НПС-8	Т-1	220/10	40	2017	8,42	19.06.2018	1,2155	48,620	31,4	8,12	18.12.2019	1,25	50,000	38,7	18.12.2019	0,0	0,0	8,120	8,120	8,120	8,120	8,120	8,120	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	34,520		
511			Т-2	220/10	40	2017	4,14		1,2155			7,36		1,25						7,360	7,360	7,360	7,360	7,360	7,360									
512	ООО ЭК «Радиан»	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/6	40	2013	5,14	20.06.2018	1,2155	48,620	23,1	12,09	19.12.2018	1,25	50,000	50,4	19.12.2018	110 5,0	800,0	12,216	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	51,0	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	28,991		
513			Т-2	110/6	40	2013	4,11		1,2155			8,05		1,25						8,171	8,482	8,482	8,482	8,482	8,482									
514	ОАО «Тыретский солеруди ик»	ПС 110 кВ Солерудник	Т-1	115/6,6	6,6	1989	1,49	19.06.2018	1,0248	6,764	48,9	2,22	18.12.2019	1,2	7,920	72,4	18.12.2019	70,0	0,0	2,227	2,227	2,227	2,227	2,227	2,227	72,6	72,6	72,6	72,6	72,6	72,6	3,127		
515			Т-2	115/6,6	6,6	1989	1,74		1,0248			2,56		1,2						2,567	2,567	2,567	2,567	2,567	2,567									
516	ОГУЭП «Облком мунэнерго»	ПС 110 кВ Мусковит	Т-1	110/35/6	7,5	1963	2,20	17.06.2020	1,0248	5,739	39,3	6,50	18.12.2019	1,2	6,720	116,1	18.12.2019	0,0	0,0	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	116,1	11 6,1	11 6,1	11 6,1	11 6,1	11 6,1	0,220		
517			Т-2	110/35/6	5,6	1963	0,00		1,0248			0,00		1,2						0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000									
518	ООО «ТЭС»	ПС 110 кВ Топорок	Т-1	110/35/6	10	2016	0,08	19.06.2018	1,2155	12,155	2,5	0,10	18.12.2019	1,25	12,500	24,3	18.12.2019	0,0	0,0	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	10,070		
519			Т-2	110/35/6	10	2016	0,17		1,2155			2,33		1,25						2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330									
520	ООО «ТЭС»	ПС 110 кВ Тулун	Т-1	110/6	10	2014	0,64	19.06.2018	1,2155	12,155	8,7	1,54	19.12.2018	1,25	12,500	23,1	19.12.2018	112,0	0,0	1,541	1,541	1,541	1,541	1,541	1,541	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	10,180		
521			Т-2	110/6	10	2014	0,24		1,2155			0,77		1,25						0,779	0,779	0,779	0,779	0,779	0,779									
522	ООО «ТЭС»	ПС 110 кВ "НП-18" ЛЭУ "Киммильтей"	Т-1	110/6	10	1987	0,05	19.06.2018	1,0248	10,248	0,5	0,07	18.12.2019	1,2	12,000	1,7	19.06.2019	442,0	0,0	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	10,132		
523			Т-2	110/6	10	1987	0,00		1,0248			0,10		1,2						0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034									
524	ООО «ТЭС»	ПС 110 кВ "НП-17" "Тайшетская НПС"	Т-1	110/6	10	2011	0,42	19.06.2018	1,2155	12,155	16,6	1,74	19.12.2018	1,25	12,500	27,9	19.12.2018	0,0	0,0	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	1,744	27,9	27,9	27,9	27,9	27,9	27,9	9,714		
525			Т-2	110/6	10	2011	1,25		1,2155			1,04		1,25						1,042	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042									
526	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ ГПП-1	Т-1	110/6	40	1992	8,70	19.06.2018	1,2155	32,281	73,3	13,80	18.12.2019	1,25	37,800	102,5	18.12.2019	0,0	0,0	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	5,500		
527			Т-2	110/6	31,5	1964	14,40		1,0248			18,50		1,2						18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500									
528	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ ГПП-6	Т-1	110/6	25	1986	4,60	19.06.2018	1,0248	25,620	18,4	5,30	19.12.2018	1,2	30,000	21,2	19.06.2019	0,0	0,0	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	21,020		
526	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Тяговая-1	Т-1	110/10	15	1967	1,20	19.06.2018	1,0248	15,372	18,7	2,90	19.12.2018	1,2	18,000	44,0	19.12.2018	0,0	0,0	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	11,400		
52			Т-4	110/1	15	1967	1,6	19	1,0248			3,7	18	1,2						3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7									

№ п/п	Производственное отделение	Наименование ЩП	Наименование тр-ра	Класс напряжения тр-ра, кВ	Sном, МВА	Год ввода тр-ра в эксплуатацию	День летнего контрольного замера					День зимнего контрольного замера					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЩП по данным контольных замеров 2018-2020 гг.	Заявленная мощность АПП и договоров 2021-2026 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЩП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЩП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЩП, МВА	Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЩП, МВА	Загрузка ЩП в ремонтной схеме (N-1), %		до 670 кВт	670 кВт и выше	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера																				
7				0			0					0								00	00	00	00	00	00									
526	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Тяговая-1	Т-2	110/6	10	2007	3,10	19.06.2019	1,2155	12,155	64,0	2,80	19.12.2018	1,25	12,500	64,0	19.06.2019	0,0	0,0	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0	5,755		
527			Т-3	110/6	10	2009	3,30		1,2155			3,60		1,25						3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300									
533	АО «Электросеть»	ПС 110 кВ Тяговая-2	Т-1	110/10	16	2019	0,00	20.06.2018	1,2155	19,448	10.0	0,00	19.12.2018	1,25	20,000	10.6	20.06.2018	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	17,848		
534			Т-4	110/10	32	1974	1,60		1,0248			1,70		1,2						1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600									
535			Т-2	110/6	10	1965	0,00	20.06.2018	1,0248	6,456	42,9	1,20	19.12.2018	1,2	7,560	41,3	20.06.2018	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	42,9	3,756		
536			Т-3	110/6	6,3	1970	2,70		1,0248			1,40		1,2						2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700									

*-выведен из эксплуатации (по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на 16.12.2020);

**-отключен (по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на 16.12.2020);

***-реконструкция (по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на 16.12.2020);

****-не введен (по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на 16.12.2020).

6.1. ПС 110 кВ Летняя и ПС 35 кВ Дачная

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 Дачная, ПС 35 кВ Оптимист, ПС 35 кВ Зелёный Мыс, ПС 35 кВ Монолит, ПС 35 кВ 28км, ПС 35 кВ Пансионат. 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 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).

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2332 кВт (2591 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	6410,02	0,2	1282,00	1424,45	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**2332**	**2591**	

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 2026 г. составит 36,894 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 230,6 % от Sном (или 192,2 % 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 – 15,9 МВт).

Ранее в СиПР Иркутской области 2021-2025 гг. на основании письма ОАО «ИЭСК» от 26.03.2020 № 06.060-10-4.23-1131 была приведена информация о возможности перевода нагрузки на соседние ЦП в объеме

5,63 МВА по сети 10 кВ в качестве схемно-режимных мероприятий для разгрузки ПС 110 кВ Летняя.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети отсутствует электрическая связь по сети 10 кВ с ближайшими центрами питания 110 кВ. Строительство ЛЭП 10 кВ для разгрузки ПС 110 кВ Летняя путем перевода нагрузки на ПС 110 кВ Молодежная, ПС 110 кВ Березовая, ПС 110 кВ Сосновая нецелесообразно ввиду того, что их строительство осложнется топографией местности, наличием земель лесного фонда и отсутствием коридоров для строительства из-за плотной застройки СНТ, ДНТ (письмо от 29.03.2021 № 06.060-07-4.23-1147).

Таким образом, на перспективу до 2026 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 недостаточно. Необходима разработка мероприятий для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

В настоящий момент на подстанции 35 кВ Дачная установлен один силовой трансформатор Т-1 мощностью 2,5 МВА, напряжением 35/10 кВ, 1986 года ввода в эксплуатацию.

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2020 гг. зафиксирована в 14-00 мск. 16 декабря 2020 года и составила 3,32 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 равной 132,8 % от Sном (или до 110,7 % от длительно-допустимого значения).

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 425 кВт (473 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	2126,8	0,2	425,4	472,6	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**425**	**473**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 г. составит 3,793 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 равной 151,7 % от Sном (или 126,4 % 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 – 0,7 МВт).

В 2018 году при техническом обследовании ПС 35 кВ Дачная было установлено, что ПС находится в неудовлетворительном состоянии.

Таким образом, на перспективу до 2026 года существующей пропускной способности трансформатора Т-1 недостаточно. Необходима разработка мероприятий для ликвидации ГАО в перспективной схеме электрической сети.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 Летняя, Т-1 ПС 35 кВ Дачная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Строительство ПС 35/10 кВ Дачная.
2. Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Сосновая – Дачная.
3. Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов 110/10 кВ 2*6,3 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ 2*16 МВА.
4. Строительство ВЛ 10 кВ Летняя - Дачная.

Вариант 2: сооружение ПС 110 кВ Дачная с переводом на нее всей нагрузки 35 кВ (в т.ч. ПС 35 кВ Дачная) и части нагрузки ПС 110 кВ Летняя (по сети 10 кВ). Мощность трансформаторов рассчитывается как 12,13 МВА (объем ГАО по ПС 110 кВ Летняя) и 3,79 МВА (нагрузка ПС 35 кВ Дачная) и составит 2×25 МВА.

В таблице 6.1.2 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.2. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство ПС 35/10 кВ Дачная (2х10 МВА)	90
2	Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Сосновая – Дачная (2х18 км)	160
3	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов 110/10 кВ 2*6,3 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ 2*16 МВ	180
4	Строительство ВЛ 10 кВ Летняя – Дачная (8км)	22,5
Итого по варианту 1:		**452,5**
Вариант 2		
1	Стоимость СМР на ПС 110/35/10 кВ Дачная 2*25 МВА Оборудование для ПС Дачная (трансформаторы 110/35/10 кВ 2*25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудование) приобретено ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала ЮЭС (подтверждающие документы приведены в приложении Д к Книге 2)	40
2	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская 1,2 цепь (0,05 км)	0,64
Итого по варианту 2:		**40,64**

По данным ОАО «ИЭСК» в 2019 году обществом приобретены трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для размещения на ПС 110 кВ Дачная (оборудование поставлено на 100% (силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудования).

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16.04.2020

№ 02-58-4005/20, в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» рассматривался вопрос целесообразности реализации мероприятия по установке двух трансформаторов мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Дачная. В связи с утверждением инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» приказом Минэнерго России от 21.12.2020 №16@ целесообразность установки трансформаторов мощностью 2х25 МВА в данной работе не выполняется.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается в 2021 году выполнить строительство ПС 110 кВ Дачная с установкой двух трансформаторов по 25 МВА каждый с подключением к существующей ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I, II цепь, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

6.2. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 14-00 мск. 16.12.2020 и составила 31,06 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 155,3 % от Sном (или 129,4 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 6,4 МВт). Схема электрической сети рассматриваемого энергорайона соответствует нормальной схеме электрических соединений объектов электроэнергетики сетевой организации.

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1303 кВт (1448 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	6514,0	0,2	1302,8	1447,6	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**1303**	**1448**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 32,508 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 162,5 % от Sном (или 135,4 % 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 – 7,7 МВт).

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрены 2 варианта:

- возможность перевода нагрузки 35 кВ (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) на ПС 110 кВ Изумрудная;

- перевод нагрузки по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

Учитывая предлагаемое ОАО «ИЭСК» решение о демонтаже ОРУ-35 кВ на ПС 110 кВ Изумрудная в связи с планируемой реконструкцией данной ПС и установкой трансформаторов 110/10/10 кВ для покрытия нагрузок по сети 10 кВ данного района, перевод нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная на питание от ПС 110 кВ Изумрудная не представляется возможным.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Южная по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

В соответствии с письмом № 06.060-07-4.23-1144 от 29.03.2021 общий суммарный объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 110 кВ Южная на близлежащую ПС 110 кВ Спутник, составляет 6,5 МВт, что является недостаточным для снятия ГАО (7,7 МВт). Для возможности перевода большего объема нагрузки требуется строительство дополнительных КЛ 6 кВ от РУ 6 кВ ПС Южная до ПС Спутник.

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Южная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник;

2. Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 2-х ячеек: 1 ячейка 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник, 1 ячейка 6 кВ на ПС Южная.

Вариант 2:

1. Строительство новой ПС 110 кВ Зеленый берег с ВЛ 110 кВ с переводом на нее нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная в объеме пуско-наладочных работ.

Инвестиционной программой ОАО «ИЭСК» на период 2020-2024 гг, утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 №16@, предусмотрено мероприятие «Строительство ПС 110 кВ Зеленый берег с установкой двух трансформаторов 25 МВА каждый, с ВЛ-110 кВ и КВЛ-35 кВ (прирост мощности 50 МВА)».

В рамках реализации данного проекта ОАО «ИЭСК» по состоянию на 29.03.2021 на площадке ПС 110 кВ Зеленый берег в полном объеме выполнены работы по установке подстанционного оборудования: силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, монтаж шкафного оборудования подстанции, установка освещения, выполнено строительство резервуаров для маслостоков и резервуара для стока ливневых вод, выполнено строительство кабельной линии 35 кВ

протяжённостью 2 км. Также выполнены строительно-монтажные работы по установке фундаментов под опоры ВЛ-110 кВ и ВЛ-35 кВ, установлено 14 опор из 15 опор, выполнен монтаж провода ВЛ-110 кВ в объеме 90%. В настоящее время ведется работа по монтажу кабельной продукции (обвязка ОРУ, КРУН, ОПУ для устройства РЗА и тд.), подготовка к монтажу постоянного ограждения, после оттаивания грунта будет выполнен монтаж постоянного ограждения.

Ввод объекта запланирован на 15.09.2021.

В таблице 6.1.3 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.3. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник (1*1,5 км)	5,5
2	Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 2 ячеек на ПС Спутник, ПС Южная	3,0
Итого по варианту 1:		**8,5**
Вариант 2		
1	Выполнение ПНР по ПС Зеленый берег	7,5
Итого по варианту 2:		**7,5**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается в 2021 году выполнить завершение работ по вводу в эксплуатацию ПС 110 кВ Зеленый берег с установкой двух трансформаторов по 25 МВА каждый с подключением по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ ИГЭС-Шелехово I, II цепь», как более экономически выгодный по капитальным затратам.

6.3. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 06-00 мск. 18.12.2019 и составила 39,18 МВА.

На период 2021-2026 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 11995 кВт (13327 кВА).

Договоры на технологическое присоединение к ПС 35 кВ РКК

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	1502,00	0,2	300,40	333,78	-
Договоры более 670 кВт	1300,00	0,4	520,00	577,78	4462/18-ЮЭС от 28.05.2019 (на ПС 35 кВ РКК)
	3321,00	0,4	1328,40	1476,00	888/19-ЮЭС от 21.06.2019 (на ПС 35 кВ РКК)
	4779,00	0,2	955,80	1062,00	1782/19-ЮЭС от 10.09.2019 (на ПС 35 кВ РКК)
	2400,00	0,2	480,00	533,33	3321/19-ЮЭС от 15.09.2019 (на ПС 35 кВ РКК)
	4700,00	0,7	3290,00	3655,56	62/20-ЮЭС от 17.01.2020 (на ПС 35 кВ РКК)
	3900,00	0,7	2730,00	3033,33	178/20-ЮЭС от 21.01.2020 (на ПС 35 кВ РКК)
	1014,00	0,2	202,80	225,33	1841/20-ЮЭС от 21.11.2020 (на ПС 35 кВ РКК)
	4500,00	0,4	1800,00	2000,00	1978/20-ЮЭС от 25.08.2020 (на ПС 35 кВ РКК)
Сумма договоров			**11607**	**12897**	

Договоры на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Марата

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	1936,16	0,2	387,23	430,26	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**387**	**430**	

Кроме того, ОАО «ИЭСК» в январе 2020 года согласованы ТУ на ТП (со сроком действия 4 года), выданные ПАО «Иркутскэнерго» в рамках перераспределения максимальной мощности (4,9 МВт из разрешенных 12,5 МВт) в пользу АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра по обработке данных (майнеры), который будет располагаться на площадке ТЭЦ-2 и запитана от ПС 35 кВ РКК. Применяя коэффициент реализации договоров ТП (0,7 для прочей промышленности) получаем дополнительную

перспективную нагрузку – 3,811 МВА (копия ТУ на ТП приведена в приложении Д).

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 56,318 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 140,8 % от Sном (или 117,3 % 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 – 7,5 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 52,742 МВА (131,9 % 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.

6.4. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 06-00 мск. 18.12.2019 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 – 12,897 МВА (приложение Д к Книге 2), и АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра по обработке данных (майнеры) – 3,811 МВА (данные представлены выше). Величина перспективного максимума нагрузки ПС 35 кВ РКК равна 22,15+12,897+3,811=38,858 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 117,8 %.

СРС, направленное на снятие перегруза только одно (описание приведено выше), при этом нагрузка с учетом СРС составит 38,858-3,58=35,278 МВА. С учетом перевода нагрузки перегрузка оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 106,9 %.

25.02.2020 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.

26.02.2020 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 26.02.2020. 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 35,278 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 6.1.4 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.4. 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.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, 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.

6.5. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 01-00 мск. 18 декабря 2019 года и составила 44,08 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 176,3 % от Sном (или 141,0 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 11,5 МВт).

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2892 кВт (3213 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	13285,8	0,2	2651,8	2946,4	-
Договоры более 670 кВт	1200,0	0,2	240,0	266,7	658/20-ЮЭС от 04.03.2020
Сумма договоров			**2892**	**3213**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 47,293 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 189,2 % от Sном (или 151,4 % 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 –14,4 МВт).

В соответствии с утвержденной проектной документацией «ПС 110 кВ Зеленый берег с ВЛ 110 кВ» предусмотрен перевод нагрузки с ячеек № 10 и №16 РУ 10 кВ ПС 110 кВ Изумрудная в объеме не менее 9,73 МВА на новую ПС 110 кВ Зеленый берег.

Таким образом, максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 37,563 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 150,3 % от Sном (или 120,2 % 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 – 5,7 МВт).

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.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10 кВ отсутствует (все смежные ЦП имеют низший класс напряжения 6 кВ).

Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой существующих трансформаторов 110/35/10 кВ на трансформаторы большей мощностью не представляется возможным согласно письму от 26.03.2021 № 06.060-07-4.23-1133.

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 7 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 6.1.5 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.5. 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 7 МВт на ПС 110 кВ Изумрудная	175
Итого по варианту 2:		**175**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

6.6. 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».

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 2018-2020 гг. зафиксирована в 06-00 мск. 16.12.2020 и составила 10,38 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 164,8 % от Sном (или 137,3 % от длительно-допустимого значения). В настоящее время при отключении одного трансформатора необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей в объеме 2,5 МВт.

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 577 кВт (641 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	2200,90	0,2	440,18	489,09	-
Договоры более 670 кВт	682,00	0,2	136,4	151,56	3163/19-ВЭС от 24.10.2019
Сумма договоров			**577**	**641**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 11,021 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 174,9 % от Sном (или 145,8 % 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 – 3,1 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, то есть отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания.

Таким образом, на перспективу до 2026 года существующей пропускной способности трансформатора Т-1 недостаточно для электроснабжения потребителей. Рекомендуется замена трансформатора 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 110,2 % от Sном (или 91,8 % от длительно-допустимого значения).

Как было указано выше, 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 трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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 16.12.2020 6-00 по мск с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ, 20 кВ в объеме 2,32 Мвар при отключении на ПС 110 кВ Жигалово Т-2 перегрузка, оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА составит 122,8%.

С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 110 кВ Жигалово силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на

трансформатор мощностью 10 МВА. Альтернативные мероприятия отсутствуют.

6.7. 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.

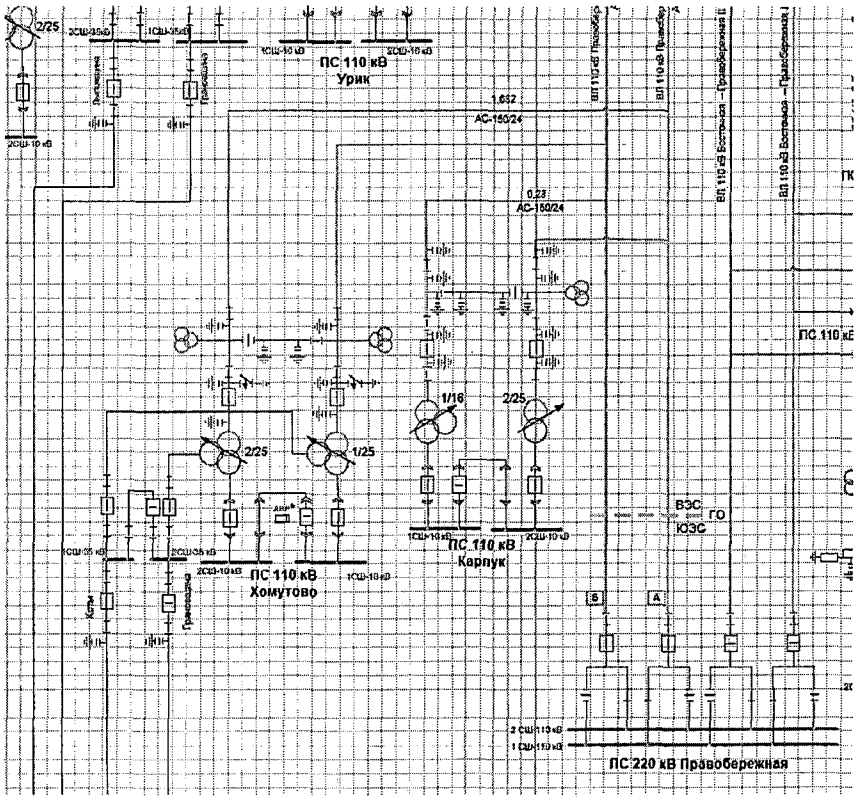


Рисунок 6.1.1. Схема подстанции 110 кВ Карлук

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 2018-2020 гг. зафиксирована в 14-00 мск. 16.12.2020 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 4743 кВт (5270 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	11082,00	0,2	2216,40	2462,67	-
Договоры более 670 кВт	840,00	0,2	168,00	186,67	2125/19-ВЭС от 29.07.2019
	3370,00	0,7	2359,00	2621,11	4337/20-ВЭС от 10.12.2020
Сумма договоров			4743	5270	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 38,190 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2 равной 238,7 % от Sном (или 190,96 % 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 – 16,4 МВт). Загрузка трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равна 152,8 % от Sном (или 122,2 % от длительно-допустимого значения), что также выше допустимого значения.

В соответствии с письмом от 06.10.2017 № 06.060-10-4.23-3598 схемно-режимных мероприятий, позволяющих снизить загрузку трансформаторов до допустимых значений (перевод нагрузки, деление сети) нет, по причине отсутствия кольцевых связей, перегрузки ЛЭП 10 кВ и близлежащих центров питания 35-110 кВ.

После ввода ПС 220 кВ Столбово с ВЛ 35 кВ Столбово – Садоводство и строительства запланированной ПС 35/10 кВ Садоводство будет выполнен перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС 35/10 кВ Садоводство (ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство) в объеме 11 МВА. Объем перевода нагрузки подтверждается письмом № 06.060-18-4.23-0938 от 12.03.2021.

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС Столбово, загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук в режиме N-1 составит 169,9 % от Sном (или 135,9 % от длительно-допустимого значения). Объем ГАО – 6,5 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:

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;

Вариант 2:

1. Замена на ПС 110 кВ Карлук трансформатора 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с применением приказа Минэнерго РФ от 17.01.2019 №10 и представлено в таблице 6.1.6.

В таблице 6.1.6 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.6. 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; - замена КРУН-10 кВ	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.

6.8. 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.

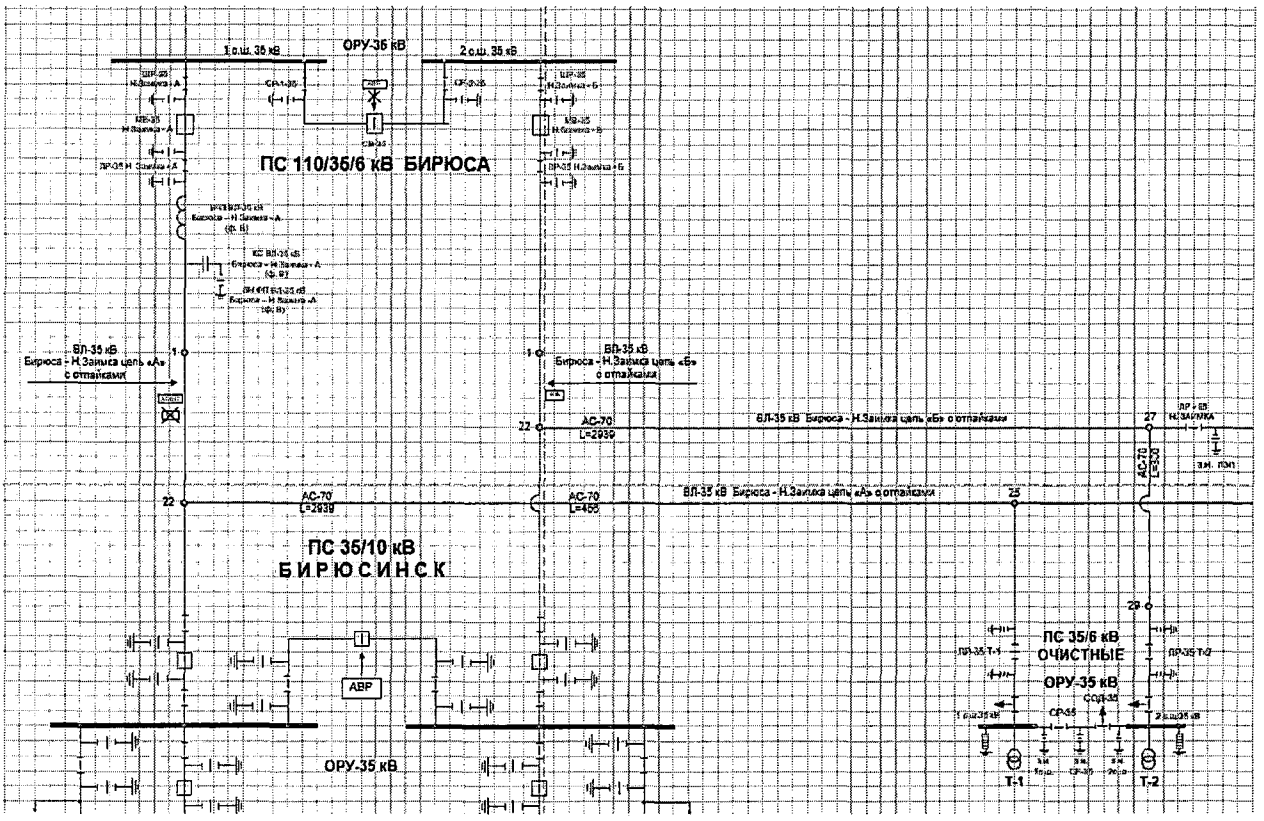


Рисунок 6.1.2. Схема подстанции 110 кВ Бирюса

Максимальная нагрузка ЦП за период 2018-2020 гг. составила 25,498 МВА в день зимнего контрольного замера 2019 г., 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 405 кВт (450 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 50 кВт	1153,4	0,1	115,3	128,2	-
Договоры от 50 кВт до 670 кВт	1450,0	0,2	290,0	322,2	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**405**	**450**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 25,948 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 162,2 % от Sном (или 135,2 % 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 – 6,1 МВт).

В соответствии с нормальной электрической схемой филиала ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети ПС 110/35/6 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.

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 Бирюсинск географически находится ближе к ПС Тайшет). Данное мероприятие позволит перевести нагрузку в объеме 7 МВА по сети 35 кВ, чего будет достаточно для исключения ГАО в ремонтной схеме (загрузка Т-2 в режиме №-1 составит 118,4 % от Sном (или 98,7 % 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 6.1.7 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.7. 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.

6.9. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 06-00 мск. 16.12.2020 и составила 38,124 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 152,5 % от Sном (или 127,1 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 7,31 МВт).

На период 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1436 кВт (1595 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	7178,5	0,2	1435,7	1595,2	-
Сумма договоров			**1436**	**1595**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 39,719 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 158,9 % от Sном (или 132,4 % 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 – 8,8 МВт).

В соответствии с информацией от собственника возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

Таким образом, на перспективу до 2026 года 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 6.1.8 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.8. 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.

6.10. 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 31.12.2019 в 14-00 по МСК, в объеме 29,82 МВА, 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 248 кВт (295,6 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	1330,0	0,2	478	295,6	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**478**	**295,6**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего

максимума 2026 г. составит 30,12 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) равной 120,5 % от Sном (или 100,39 % 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 возможность резервирования нагрузки ОАО «ИЭСК» по существующим КЛ 10 кВ АО «БЭСК» отсутствует.

Таким образом, на перспективу до 2026 года 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:

1. 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 6.1.9. приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.9. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
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	*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. 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.

6.11. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 14-00 мск. 19.12.2018 и составила 13,571 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 135,7 % от Sном (или 113,1% 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 1753 кВт (1948 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	8764,5	0,2	1752,9	1947,7	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			1753	1948	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 15,519 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 155,2 % от Sном (или 129,3 % 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 – 3,2 МВт).

В соответствии с информацией от собственника, возможность перевода нагрузки по сетям 6-20 кВ отсутствует.

Таким образом, на перспективу до 2026 года существующей пропускной способности трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы недостаточно для электроснабжения потребителей. 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.

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 2018-2020 гг. зафиксирована в 18-00 мск. 16.12.2020 и составила 3,51 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 87,8 % от Sном (или 73,1 % 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 833 кВт (925 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	2663,5	0,2	532,7	591,9	-
Договоры более 670 кВт	750,0	0,4	300,0	333,3	571/19-ВЭС от 18.03.2019
Сумма договоров			**833**	**925**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума 2026 года составит 4,435 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 110,9 % от Sном (или 92,4 % 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.

Кроме того, на период 2022-2026 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 938 кВт (1042 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	4691,0	0,2	938,2	1042,4	-
Договоры более 670 кВт	-	-	-	-	-
Сумма договоров			**938**	**1042**	

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.

Еще одним вариантом для устранения «узких мест» существующей схемы ПС 110 кВ Черноруд в ремонтной схеме, связанных с проблемами в РЗА и перегрузкой по току трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы в режиме зимних максимальных нагрузок, является реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему с 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 10,127 МВА: 3,51 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 4,67 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 0,925 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд)+1,042 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: 9,807 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы)- 4,67 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир)- 1,042 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 98,1 % от Sном (или 81,7% от длительно-допустимого значения).

В таблице 6.1.10 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.10. 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).

6.12. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 10-00 мск. 17 июня 2020 года 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 (256% 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 (128% 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 (118% от IДДТН). Схемно-режимные мероприятия для дальнейшего снижения токовой нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская отсутствуют.

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 (99,7% от IДДТН), токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Артемовская составляет 47 А (93% 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 6.1.11 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.11. 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 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.

6.13. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 10-00 мск. 19.06.2019 и составила 8,31 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 131,9 % от Sном (или 128,7 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,67 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 932 кВт (1035 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 50 кВт	19,0	0,1	1,9	2,1	-
Договоры от 50 кВт до 670 кВт	150,0	0,2	30,0	33,3	-
Договоры более 670 кВт	1125,0	0,8	900,0	1000,0	ПП-218-19 от 20.05.2020
Сумма договоров			**932**	**1035**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме летнего максимума 2026 года составит 9,345 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 148,3 % от Sном (или 144,7 % 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 – 2,60 МВт).

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.

Таким образом, на перспективу до 2026 г. существующей пропускной способности трансформатора Т-2 недостаточно для электроснабжения потребителей.

Для устранения недопустимой перегрузки рассмотрены следующие варианты:

Вариант 1:

1. Замена трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Вариант 2:

1. Установка ДГУ мощностью 3 МВт на ПС 110 кВ Мараканская (свободный земельный участок под размещение ДГУ имеется).

В таблице 6.1.12 приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 6.1.12. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА	52,0
Итого по варианту 1:		**52,0**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью 3 МВт на ПС 110 кВ Мараканская	53,7
Итого по варианту 2:		**53,7**

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.

7. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Иркутской области на период до 2026 года.

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 7.1 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. Указанные мероприятия позволяют обеспечить возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей, а также обеспечивают допустимые уровни напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах.

Таблица 7.1. 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-	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с	180 Мвар	Обеспечение

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
Кут (ПАО «ФСК ЕЭС»)	установкой ШР 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская №2		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»
ПС 220 кВ НПС-9 (ПАО «ФСК ЕЭС»)	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-9 с установкой средств компенсации реактивной мощности 45 Мвар (2х22,5 Мвар)	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ «Золото»
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»

8. Особенности развития сетей Иркутской области

8.1. 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 гг., утвержденной постановлением Правительства Иркутской области от 11.12.2018 № 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 8.1.1.

Таблица 8.1.1. Существующие возобновляемые источники электроэнергии по состоянию на 01.01.2021.

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 8.1.2.

Таблица 8.1.2. 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 8.1.1.

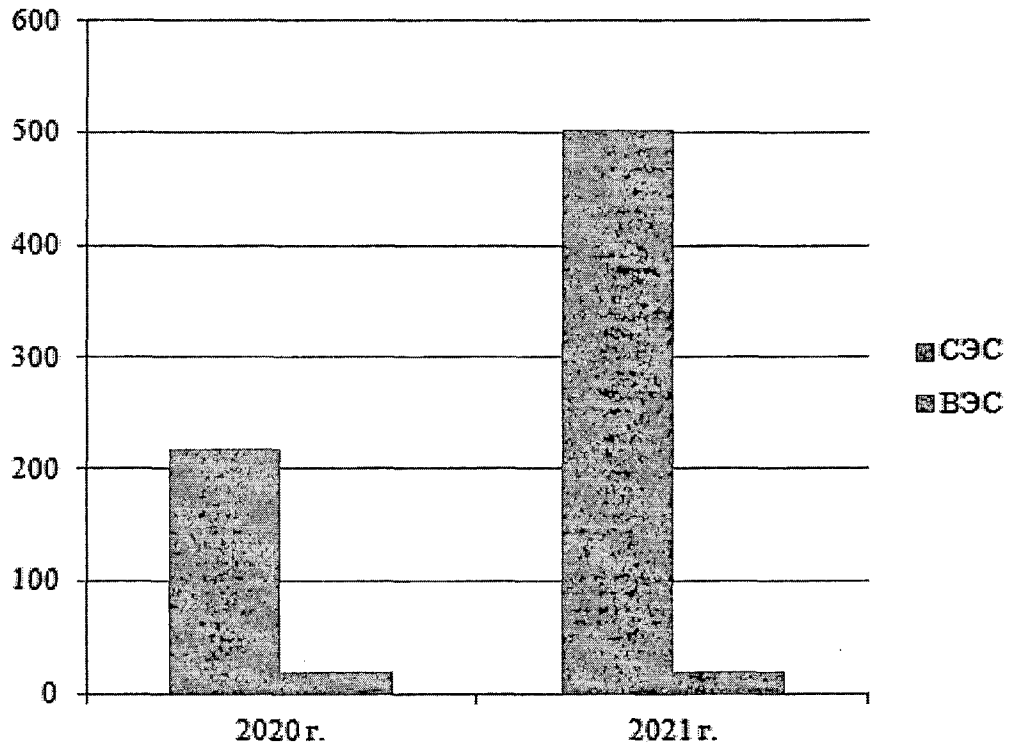


Рисунок 8.1.1. Изменение мощности возобновляемых источников электроэнергии в 2020-2021 гг.

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 рублей.

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.

8.2. Рассмотрение возможности присоединения к ЕЭС России децентрализованных населенных пунктов 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 км., 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 км.

Перечень мероприятий, связанных с сетевым строительством, для описанных вариантов приведён ниже в таблице 8.1.3

Таблица 8.1.3. Капитальные затраты по вариантам

Мероприятие	Стоимость в ценах 2021 г. с НДС 20 %, млн. руб.
Вариант 1	
Строительство ВЛ 110 кВ марки АС-70 протяжённостью 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, протяжённостью 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.

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

8.3.1. 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 от 11.09.2018 №1956, от 15.12.2017 №2228, от 18.12.2017 №2232, от 22.11.2018 №2432 «Хромотографичекого анализа газов, растворенных в трансформаторном масле» (в реакторах 500 кВ Братского ПП 500 кВ развиваются внутренние дефекты активной части).

8.3.2. Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет (замена реакторов 500 кВ на УШР 500 кВ - 1шт.)

Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием. ШР 500 кВ типа РОДЦ-60000/500 1978 года выпуска физически изношены. Из протоколов хромотографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле данных реакторов, видно, что содержание газов (окись углерода, метан, углекислый газ, этилен, этан, ацетилен) превышает предельно допустимые концентрации, наблюдается рост большинства газов.

8.3.3. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой реактора 500 кВ Р-1-500

Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием. ШР 500 кВ типа РОДГА 55000/500 1962 года выпуска физически изношены. Из протоколов хромотографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле данных реакторов, видно, что содержание газов (окись углерода, метан, углекислый газ, этилен, этан, ацетилен) превышает предельно допустимые концентрации, наблюдается рост большинства газов.

8.3.4. Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации - 6 шт.

На ПС 500 кВ Новозиминская выключатели воздушных линий 500 кВ находятся в эксплуатации с 1991 года. 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 Новозиминская, 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.

8.3.5. Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой воздушных выключателей 500 кВ на современные элегазовые с реконструкцией цепей управления и сигнализации - 6 шт.

На ПС 500 кВ Тулун выключатели воздушных линий 500 кВ и реакторов Р-1-500 и Р-2-500 находятся в эксплуатации с 1995 года. Выключатели смонтированы на стойках УСО-400, которые запрещены к применению в качестве фундаментов под оборудования подстанций Нормами проектирования в 2006 году. Воздухосборники (рессивера) выключателей в эксплуатации с 1964 года. 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 Тулун, требуется периодическое проведение экспертизы воздухосборников (рессиверов). Кроме того, необходимы большие финансовые затраты на поддержание выключателей в технически исправном состоянии, проведении ремонтов. При эксплуатации воздушных выключателей необходимы компрессорная, воздухосборники (рессивера) (год ввода в работу рессиверов – 1964) и система трубопроводов, на содержание которых так же 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.

8.3.6. Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы 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 гг. 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 CO2, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов CO, 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 CO2) 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.

8.3.7. Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью - 6 шт.)

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.

8.3.8. 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 принято решение о модернизации ПС Покосное с целью устранить причину отключений – отсутствие коммутационных аппаратов на стороне 220 кВ ПС Покосное.

8.3.9. Модернизация ПС 220 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

На ПС №3 масляные выключатели 220 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ.

8.3.10. Модернизация ПС 220 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

На ПС №6 масляные выключатели 220 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ.

8.3.11. Модернизация ПС 220 кВ БЛПК (замена выключателей 220 кВ в количестве 3 шт.)

На ПС БЛПК масляные выключатели 220 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения).

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ

8.3.12. Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

На ПС Таежная масляный выключатель 220 кВ АТ-1 находится в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателя У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения).

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ АТ-1.

8.3.13. Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

На ПС Опорная масляные выключатели 220 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения).

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ.

8.3.14. Модернизация ПС 220 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

На ПС 220 кВ Сибирская масляные выключатели 220 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения).

На основании дефектов необходимо выполнить замену ВМ-220 кВ.

8.3.15. Модернизация ПС 220 кВ Коршуниха (замена выключателей 220 кВ в количестве 9 шт.)

На ПС 220 кВ Коршуниха масляные выключатели 220 кВ (1977-1979 годов выпуска) находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателей требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

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 их замену на элегазовые выключатели.

8.3.16. Модернизация ПС 220 кВ Киренга (замена выключателей 220 кВ в количестве 8 шт.)

На ПС 220 кВ Киренга масляные выключатели 220 кВ (1984-1986 годов выпуска) находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У-220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателей требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

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 их замену на элегазовые выключатели.

8.3.17. Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью - 9 шт.)

В соответствии с письмом Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ» №Р74-62-I-1-19-3560 от 26.12.2016г. «О сроках замены выключателей» в связи с уточнением токов короткого замыкания в узлах сети ряд выключателей 110 кВ ПС Таежная имеет недостаточную отключающую способность и должен быть заменен.

8.3.18. 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-220 кВ, 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.

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.

8.3.19. 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 морально и физически устарели и не соответствуют техническим требованиям по термической и динамической стойкости, а также по электромагнитной совместимости. Кроме этого нарушены требования НТП ПС, предусматривающие 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». Данный факт существенно снижает надежность электроснабжения потребителей электрической энергии, включая V очереди ПАО «РУСАЛ Братск», и транзит в БурятЭнерго. Наглядным примером послужила авария 22.10.2018, приведшая к тяжёлым последствиям.

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.

8.3.20. Реконструкция ПС 110 кВ Городская (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт.)

Ввиду низкой надёжности отделителей и короткозамыкателей, находящихся в эксплуатации на ПС 110 кВ Городская, и выработавших свой нормативный срок эксплуатации (25 лет), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Городская в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Городская, связанных с повреждением оборудования. Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 110 кВ – 2 шт.

8.3.21. Реконструкция ПС 110 кВ Южная (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт.)

Ввиду низкой надёжности отделителей и короткозамыкателей, находящихся в эксплуатации на ПС 110 кВ Южная, и выработавших свой нормативный срок эксплуатации (25 лет), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

Приведение оборудования ПС 110 кВ Южная в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Южная, связанных с повреждением оборудования. Выключатель (ячейка выключателя), ячейка распределительного устройства 110 кВ – 2 шт.

8.3.22. Модернизация ПС 110 кВ Западная (замена выключателей 110 кВ с недостаточной отключающей способностью – 10 шт.)

В ходе разработки проекта «Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ БЛПК – Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ БЛПК» в томе «Основные технические решения. Первичные соединения» (03/03-16-ОТР1) были выполнены расчеты токов к.з. и сделаны выводы о необходимости усиления элементов сети. В соответствии с этими выводами номинальные токи существующих выключателей 110 кВ ПС Западная не соответствуют аварийным режимам сети после ввода в работу ВЛ 110 кВ БЛПК – Опорная и должны быть заменены на выключатели с большей отключающей способностью.

8.3.23. Модернизация ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Азейская, МВ-110 Куйтун, МВ-110 Шеберта А, МВ-110 Бадар, МВ-110 АТ-1, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Шеберта Б, МВ-110 ШСВ,МВ-110 ОМВ, МВ-110 НПС-А, МВ-110 НПС-Б, МВ-110 Тулюшка - 12шт.)

На ПС Тулун выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 в эксплуатации с 1960-х и 1970-х годов. Кинематические узлы выключателей физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

8.3.24. Модернизация ПС 500 кВ Новозиминская с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-220 АТ-1, МВ-220 АТ-2, МВ-220 ВЛ-230, МВ-220 ВЛ-231, МВ-220 ОМВ, МВ-110 АТ-1, МВ-110 ШСВ, МВ-110 Солерудник, МВ-110 Зима тяговая Б, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ Б, МВ-110 ГПП-1 Красная, МВ-110 АТ-2, МВ-110 Зима тяговая А, МВ-110 Новозиминская-ТЭЦ А, МВ-110 ОМВ, МВ-110 Балаганск, МВ-110 ГПП-2 Синяя -17 шт.

На ПС Новозиминская выключатели У-110, У-220 с приводами ШПЭ-33, ШПЭ-44 в эксплуатации с 1970-х годов. Кинематические узлы выключателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации (отработали два срока службы). В связи с вышеуказанным, и 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 замену масляных выключателей 220 кВ, 110 кВ на элегазовые.

8.3.25. Модернизация ПС 110 кВ Чуна (с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые СВ-110, МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 -3 шт.)

На ПС Чуна выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 (3 шт) в эксплуатации с 1970-х годов. Кинематические узлы выключателей

физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации.

В связи с вышеизложенным, и 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

8.3.26. Модернизация ПС 110 кВ Бирюса с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые СВ-110- 1шт.

На ПС 110 кВ Бирюса выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 в эксплуатации с 1973 года. Кинематические узлы выключателей физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации.

В связи с вышеизложенным, и 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

8.3.27. Модернизация ПС 110 кВ Юрты с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые СВ-110 - 1 шт.

На ПС 110 кВ Юрты выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 в эксплуатации с 1966 года. Кинематические узлы выключателей физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации.

В связи с вышеизложенным, и 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

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

На ПС 110 кВ Стройбаза эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1973 года. 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 Стройбаза в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Стройбаза, связанных с повреждением оборудования.

8.3.29. 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.

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

На ПС 110 кВ Майская эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1984 года. 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 Майская в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Майская, связанных с повреждением оборудования.

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

На ПС 110 кВ Стеклозавод эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1964 года. 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 Стеклозавод в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Стеклозавод, связанных с повреждением оборудования.

8.3.32. Модернизация ПС 110 кВ Котик с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -1 компл.

На ПС 110 кВ Котик эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1999 года. 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 Котик в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Котик, связанных с повреждением оборудования.

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

На ПС 110 кВ ЗСМ эксплуатируются ОД, КЗ-110 с 1978 года. 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 ЗСМ в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ ЗСМ, связанных с повреждением оборудования.

8.3.34. Модернизация ПС 110 кВ Бадар с заменой комплектов ОД и КЗ-110 кВ на элегазовые выключатели -1 компл.

На ПС 110 кВ Бадар эксплуатируются ОД, КЗ-110 кВ с 1974 года. 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 Бадар в соответствие требованиям пп.1.6.20, 5.4.19 ПТЭ. Снижение рисков аварийных отключений ПС 110 кВ Бадар, связанных с повреждением оборудования.

8.3.35. Модернизация ПС 110 кВ Новобирюсинск с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 С-841, МВ-110 С-842 - 2 шт.

На ПС Новобирюсинск выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 в эксплуатации с 1982 года. Кинематические узлы выключателей физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации.

В связи с вышеизложенным, и 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

8.3.36. Модернизация ПС 110 кВ Катарбей с заменой выключателей типа МКП 110-220 кВ на элегазовые баковые МВ-110 Т-1, МВ-110 Т-2 - 2шт.

На ПС Катарбей выключатели типа МКП-110 с приводами ШПЭ-33 в эксплуатации с 1976-х и 1985 годов. Кинематические узлы выключателей физически устарели, имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы выключателя, длительный срок эксплуатации.

В связи с вышеизложенным, и 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 замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые.

8.3.37. Модернизация ПС 110 кВ Вокзальная с заменой КРУН-10 кВ и ОРУ 110 кВ

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. 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).

8.3.38. 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.

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.

8.3.39. 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.

8.3.40. 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.

8.3.41. 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.

8.3.42. 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.

8.3.43. 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.

8.3.44. 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 значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое 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), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

Объект включен в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021 – 2025 годы. Указ от 29.04.2020 №124-уг

8.3.45. 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.

Объект включен в Схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020-2024 годы.

8.3.46. Модернизация ПС 110 кВ Туристкая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Туристская эксплуатируются с 1977 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое 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), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

8.3.47. Модернизация ПС 110 кВ Нагорная. Замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит (2 комплекта)

Отделители и короткозамыкатели 110 кВ на ПС 110 кВ Нагорная эксплуатируются с 1970 года. Ввиду значительного физического старения коммутационного оборудования, выполненного с применением отделителей и короткозамыкателей по стороне 110 кВ, которое 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), необходимо произвести их замену на элегазовые выключатели с реконструкцией устройств РЗА.

В настоящее время кинематические узлы приводов отделителей и короткозамыкателей имеют износ и люфты на грани допустимого, что не обеспечивает точность регулировки и надежность работы приводов.

8.3.48. 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.

8.3.49. Модернизация ПС 110 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.

8.3.50. 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.

8.3.51. 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.

8.3.52. 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.

8.3.53. 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.

9. 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 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 2021-2026 гг., с учетом объектов, не вошедших в существующие инвестиционные программы субъектов энергетики Иркутской области, с кратким техническим обоснованием приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2026 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 Озерная	1х501 МВА	2026	Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (1х501 МВА) до 2004 МВА)	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ОАО «ИЭСК»
2	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) и ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы)) (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
3	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2 с расширением ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС и ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2022	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 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
4	ПС 500 кВ Усть-Кут	501 МВА	2022	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 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), АО «СЛ Золото») (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
5	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3	294 км	2023	Строительство третьей ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут ориентировочной протяженностью 294 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ПАО «Газпром» (Ковыкта), ООО «СЛ «Золото» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
6	ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2023	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ПАО «Газпром» (Ковыкта), ООО «СЛ «Золото» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
7	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 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
8	ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2023	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская №2	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД») (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
9	Усть-Илимская ГЭС	180 Мвар	2023	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ПАО «Газпром» (Ковыкта), ООО «СЛ «Золото» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
10	ПС 220 кВ Чудничный	1х25 МВА	2024	Реконструкция ПС 220 кВ	Обеспечение возможности технологического	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				Чудничный с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА до 75 МВА	присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	
11	ВЛ 220 кВ Тулун - Туманная I, II цепь	742 км (2х371 км)	2022	Новое строительство	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Голевская горнорудная компания» и ЗАО «Техноинвест Альянс») (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
12	ПС 220 кВ Зашихинская	1х40 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО «Техноинвест Альянс») (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ЗАО «Техноинвест Альянс»
13	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Тулун - Туманная I (II) цепь до ПС 220 кВ Зашихинская	25 км	2023	Новое строительство	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ЗАО «Техноинвест Альянс») (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
14	ПС 220 кВ Рассолы	2х80 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения Завода неорганической химии ООО «ИНК» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «ИНК»
15	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	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения Завода неорганической химии ООО «ИНК» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «ИНК»
16	ПС 220 кВ Полимер (2ПК)	2х80 МВА, 2х25 Мвар	2023	Новое строительство (2 этап)	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «ИНК»
17	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1	6,8 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					СЭМЗ) (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	
18	ПС 220 кВ СЭМЗ	2х40 МВА, 100 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ) (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ЗАО «ГринФилд»
19	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 и №2 до ПС 220 кВ СЭМЗ	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ) (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ЗАО «ГринФилд»
20	ПС 220 кВ Ковыкта	2х63 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «Газпром»
21	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта №1 и №2	176,5 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ПАО «ФСК ЕЭС»
22	ПС 220 кВ Чёртово Корыто	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тонода» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	АО «Тонода»
23	Заходы от ВЛ 220 кВ Пеледуй-Сухой Лог №1 на ПС 220 кВ Чёртово Корыто	2х10 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тонода» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	АО «Тонода»
24	ПС 220 кВ НПС-9	2х22,5 Мвар	2023	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-9 с установкой	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ «Золото»	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				средств компенсации реактивной мощности 45 Мвар (2х22,5 Мвар)	(Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	
25	ПС 220 кВ Витим	4х100 МВА, 2х80 МВА, БСК 2х100 Мвар, УШР 2х100 Мвар	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ООО «СЛ Золото» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «СЛ Золото»
26	ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Витим I, II цепь	2х10 км	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ООО «СЛ Золото» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ООО «СЛ Золото»
27	ПС 220 кВ Речушка	1х125 МВА 1х40 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ОАО «РЖД»
28	Заходы ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 на ПС 220 кВ Речушка	2х1 км	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ОАО «ИЭСК»
29	Заходы ВЛ 110 кВ Кежемская - Видим на ПС 220 кВ Речушка с образованием ВЛ 110 кВ Кежемская - Речушка и ВЛ 110 кВ Видим - Речушка	АС-185, 2х0, 1 км	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	ОАО «ИЭСК»
30	ПС 220 кВ Улькан	25 МВА	2024	Реконструкция ПС 220 кВ Улькан с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА до 125 МВА	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
31	ПС 110 кВ Технопарк	2х25 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 27.12.2019)	ООО «УК «Усолье-Промтех»
32	Отпайки от ВЛ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайкой и ВЛ 110 кВ Вокзальная-Цемзавод с отпайками до ПС 110 кВ Технопарк	н/д	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 27.12.2019)	ООО «УК «Усолье-Промтех»
33	ПС 110 кВ УКПГ-2	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
34	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-2	2х28 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
35	ПС 110 кВ УКПГ-3	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
36	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-3	2х7 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					(ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	
37	ПС 110 кВ УКПГ-4	2х16 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
38	ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-4	2х30,5 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» (ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 07.10.2019)	ПАО «Газпром»
39	ПС 110 кВ ГПП-3	2х80 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019)	АО «Саянскхимпласт»
40	Отпайки от ВЛ 110 Новозиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Новозиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019)	АО «Саянскхимпласт»
41	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 энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.07.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
42	Две отпаечные ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Тулун-НПС цепь А и ВЛ 110 кВ Тулун-	2х1 км	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
	НПС-цепь Б до ПС 110 кВ ТЗС				(ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2018)	
43	ПС 110 кВ Чистые Ключи	2х40 МВА	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Корпорация развития Иркутской области» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 19.02.2020)	ОАО «ИЭСК»
44	Отпайки от оп №9 ВЛ 110 кВ Шелехово – Луговая А, Б до ПС 110 кВ Чистые Ключи	-	2024	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Корпорация развития Иркутской области» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 19.02.2020)	ОАО «ИЭСК»
45	ПС 220 кВ Ново-Ленино	-	2022	Замена на ПС 220 кВ Ново-Ленино выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I цепь и II цепь на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Обеспечение возможности технологического присоединения дополнительных энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода и ОАО «РЖД» (Изменение №1 к ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода – филиала ПАО «Корпорация «Иркут» (утверждены 15.04.2018 г.))	ОАО «ИЭСК»
46	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ	2х2,6 км	2022	Реконструкция – замена провода (на участке от ПС Ново-Ленино до отп. На ПС 110 кВ Иркутск-Сорт)	Обеспечение возможности технологического присоединения дополнительных энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода и ОАО «РЖД» (Изменение №1 к ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода – филиала ПАО	ПАО «Корпорация «Иркут»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					«Корпорация «Иркут» (утверждены 15.04.2018 г.)	
47	ПС 110 кВ ГПП	2х10 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.07.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
48	ПС 110 кВ Звезда	2х16 МВА	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
49	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	2022	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018)	ФКП «УЗКС МО РФ»
50	ПС 110 кВ ТЗС	2х25 МВА	2023	Новое строительство	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов» (ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2018)	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»
51	ПС 110 кВ Ананrра	1х6,3 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой трансформатора мощностью 2,5 МВА на новый мощностью 6,3 МВА (увеличение трансформаторно мощности на 3,8 МВА)	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «Витимэнерго» от 17.06.2019	ООО «АС «Иркутская»
52	ПС 110 кВ Высочайший	1х16 МВА	2022	Реконструкция ПС с	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО	ПАО «Высочайший»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	«Витимэнерго» от 29.04.2019	
53	ПС 110 кВ Невский	1х6,3 МВА	2022	Реконструкция ПС с установкой трансформатора мощностью 6,3 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 6,3 МВА	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «Витимэнерго» от 29.04.2019	ООО «Друза»
54	ПС 110 кВ Вернинская	2х32 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой двух трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые мощностью 32 МВА каждый (увеличение трансформаторной мощности на 32 МВА)	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «Витимэнерго» от 31.01.2020	АО «Витимэнерго»
55	ПС 110 кВ Кропоткинская	2х25 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 16 и 10 МВА на новые мощностью 2х25 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 24 МВА)	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «Витимэнерго» от 27.11.2019	АО «Витимэнерго»
56	ПС 110 кВ Северная	2х40 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на новые мощностью 2х40	ТУ на ТП к электрическим сетям (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				МВА (увеличение трансформаторной мощности		
57	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	–	2023	Реконструкция демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская	Реконструкция (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская) (Проект СиПР ЕЭС 2021-2027)	ОАО «ИЭСК»
58	ПС 110 кВ Южная	ТТ с номинальным током не менее 718 А (номинальный ток оборудования уточнить при проектировании)	2022	Замена ТТ на ПС110 кВ Южная на новый с номинальным током не менее 718 А	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС –Южная II цепь при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ Иркутской ГЭС в нормальной схеме сети в режимах зимнего максимума 2022-2026 г. (Мероприятие предусмотрено ТУ на ТП Иркутской ГЭС к сетям ОАО «ИЭСК» 14.10.2019)	ОАО «ИЭСК»
59	ПС 110 кВ Кировская	ВЧЗ и разъединители с номинальным током не менее 637 А (номинальный ток оборудования уточнить при проектировании)	2022	Замена ВЧЗ и разъединителей на ПС 110 кВ Кировская на новый с номинальным током не менее 637 А	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками при аварийном одной из цепей ЛЭП в нормальной схеме сети в режиме зимнего минимума 2022 г. (Мероприятие предусмотрено ТУ на ТП Иркутской ГЭС к сетям ОАО «ИЭСК» 14.10.2019)	ОАО «ИЭСК»
60	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по ТУ на ТП) на территории Иркутской области на 2021 год представлены в разделе 2.17, табл. 2.17.5).					
Мероприятия, необходимые для исключения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений						
61	ПС 110 кВ Рассоха	Ошиновка, трансформатор тока, секционный выключатель	2023	Замена на ПС 110 кВ Рассоха ошиновки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18□С	ОАО «РЖД», ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°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 ПС 110 кВ Рассоха 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 ПС 110 кВ Рассоха на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С	при следующих СРС 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 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.	
62	ПС 110 кВ Большой Луг	Ошиновка, трансформаторы тока	2023	Замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С.	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	ОАО «РЖД» , ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				Замена трансформатора тока на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током 630 А на трансформатор тока с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С	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.	
63	ПС 110 кВ Подкаменная	Ошиновка, трансформаторы тока	2023	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ 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 не менее 644 А при +18°С, замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустиым током 600 А на трансформаторы тока с	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. 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	ОАО «РЖД» , ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.	допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	
64	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). 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	ОАО «ИЭСК»
65	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
					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).	
66	ПС 110 кВ Черноруд	1х16 МВА	2024	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд (замена трансформатора Т-2 35/10 кВ 4 МВА на 110/35/10 кВ 16 МВА, строительство ОРУ 35 кВ)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»
67	ПС 110 кВ Изумрудная	2х40 МВА	2022	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 и Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА, (прирост мощности 30 МВА).	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»
68	ПС 110 кВ Луговая	2х32 МВА	2024	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая в части замены Т-1 и Т-2 2х25 МВА на 2х32 МВА (прирост мощности 14 МВА)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»
69	ПС 110 кВ Никольск	1х6,3 МВА	2025	Модернизация ПС 110 кВ	ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				Никольск с заменой трансформатора Т1 1х6,3 МВА с ПБВ на трансформатор мощностью 1х6,3 МВА с РПН без увеличения трансформаторной мощности	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 данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					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.	
70	ПС 110 кВ Жигалово	1х10 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой трансформатора мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА (прирост мощности 3,7 МВА)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»
71	ПС 110 кВ Карлук	1х25 МВА	2022	Реконструкция ПС с заменой трансформатора мощностью 16 МВА на новый мощностью 25 МВА (прирост мощности 9 МВА).	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»
72	ПС 110 кВ Бирюса	1х25 МВА	2024	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой Т-2 мощностью 16 МВА на новый мощностью 25 МВА (прирост мощности 9 МВА)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
73	ПС 110 кВ Артемовская	1х16 МВА	2022	Реконструкция ПС 110 кВ Артемовская с заменой Т-2 мощностью 10 МВА на новый мощностью 16 МВА (прирост мощности 6 МВА)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	АО «Витимэнерго»
74	ПС 110 кВ Мараканская	1х10 МВА	2022	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА (прирост мощности 3,7 МВА)	Недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования (раздел 3.5)	АО «Витимэнерго»
75	ПС 110 кВ Цимлянская	В-110 Т-2 (Т-3)	2022	Замена автоматического выключателя	В нормальной схеме мероприятий не требуется. 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 расч. КЗ (К3/К1) =19,8/16,1 кА. Отключающая способность: В-110 Т-2 (Т-3) – 20 кА, Iкз(3)(1)=23,2/18,8 кА (расчеты)	ОАО «ИЭСК»
Мероприятия по релейной защите и автоматике						
76	ПС 220 кВ Коршуниха	ВЧБ ВЛ 110 кВ	2022	Создание устройства РЗ:	Отсутствие полукомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		Коршуниха – Хребтовая		ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	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 06.506) установлен в 2020 году, наладка выполняется, задание по настройке комплекта РЗ выдано Иркутским РДУ, на ПС 220 кВ Коршуниха необходимо установить ВЧБ ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая. (ПД 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»	
77	ПС 110 кВ Чуна	ВЧБ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	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, установленного по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая.	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций. На ПС 110 кВ Чуна тяговая комплект РЗ ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая (ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 05.542) 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 Чуна – Чуна тяговая. (ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая. Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций»)	
78	ПС 110 кВ Чуна	ВЧБ ВЛ 110 кВ Огневка – 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, установленного по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, 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 07.541) 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 –	

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					Чуна. (ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая. Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций»)	
79	ПС 220 кВ Опорная	ВЧБ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	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, установленного по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая. Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций. На ПС 110 кВ Турма комплект РЗ ВЛ 110 кВ Опорная – Турма (ДЗ, ТЗНП, МТЗ) (Ш2600 07.546) 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. (ПД по титулу «Техническое перевооружение тяговых подстанций Чуна, Огневка, Моргудон, Турма, Дабан, Северобайкальск, Таксимо-тяговая. Технологическое присоединение к сетям энергоснабжающих организаций»)	
80	Мамаканская ГЭС	СМПР	2023	Создание СМПР	Обеспечение наблюдаемости режимов работы Мамаканской ГЭС с целью уточнения параметров	АО «Мамаканская ГЭС»

№ п/п	Наименование объекта	Технические характеристики	Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					расчетной модели генерирующего оборудования станции для уточнения допустимых режимов работы Мамаканской ГЭС	
81	Предложения по строительству/модернизации релейной защиты и автоматики на 2021 год представлены в разделе 2.17, табл. 2.17.5)					
Дополнительный перечень мероприятий (по информации от собственников)						
82	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по информации от собственников) на территории Иркутской области на 2021 год представлены в разделе 2.17, табл. 2.17.6)					
83	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже (по предложениям собственников) на территории Иркутской области на 2021 год представлены в разделе 2.17, табл. 2.17.7)					
84	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по информации от собственников) на территории Иркутской области на 2022-2026 гг. представлены в раздел 4.5, табл. 4.5.1)					
85	Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже (по предложениям собственников) на территории Иркутской области на 2022-2026 гг. представлены в раздел 4.5, табл. 4.5.2)					
86	Перечень мероприятий по вводу электросетевых объектов и противоаварийной автоматики, ввод/реконструкция которых планируется при выполнении 2 этапа развития Восточного полигона РЖД (раздел 4.5, табл. 4.5.3)					

10. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Правительство Российской Федерации ведет работу по развитию транспортных коридоров «Запад - Восток» и «Север - Юг», включая Байкало-Амурскую и Транссибирскую железнодорожние магистрали (проект второго этапа развития Восточного полигона), во взаимосвязи с развитием транспортной инфраструктуры.

Решение указанной задачи неразрывно связано с реализацией мероприятий по развитию энергосистем и обеспечению внешнего электроснабжения объектов ОАО «РЖД» и других крупных энергоемких потребителей в регионах.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 20.02.2021 № 430-р «О внесении изменений в комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р» принято решение о проведении «технологически нейтрального» конкурса на сооружение объекта генерации для покрытия перспективных нагрузок в Бодайбинском районе Иркутской области. По имеющейся информации, в настоящее время для участия в «технологически нейтральном» конкурсе разрабатываются СВМ Тельмамской ГЭС (ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация») и Марковской (Джункунской) газотурбинной электростанции (ООО «ИНК»).

На данный момент, в соответствии с Приложением № 7 проекта СиПР ЕЭС 2021-2027 (информация о планах собственников по вводу нового генерирующего оборудования (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации), в 2026 году возможен ввод одного гидроагрегата мощностью 150 МВт на Тельмамской ГЭС (собственник –

ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»).

В соответствии с актуальными планами собственников на период 2021-2026 гг. запланировано следующее сетевое строительство:

- в 2024 году запланировано строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский (с двумя трансформаторами электрической мощностью 25 МВА каждый), строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский ориентировочной протяженностью 55 км;

- в 2024 году планируется строительство ПС 110/6 кВ (с трансформатором электрической мощностью 6,3 МВА), строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км. Отмеченные обекты электросетевой инфраструктуры запланированы в связи с планами ООО «Тюссо» по реализации лесозаготовок;

- в 2023 году запланирована реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой 2 (двух) силовых трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый. Отмеченные обекты электросетевой инфраструктуры запланированы в связи с планами АО «Особая экономическая Зона «Иркутск».

Также, рассматриваются сценарии электроснабжения энергопринимающих устройств (ЭПУ) ЗИФ «Гурбей» (собственник - ООО «Техсервис») максимальной мощностью 10 МВт и села Алыгджер (Администрацией Нижнеудинское МО) максимальной мощностью 3 МВт. Необходимо отметить, что предлагаемые сценарии предусматривают, в том числе электроснабжение энергопринимающих устройств Зашихинского месторождения максимальной мощностью 37,5 МВт (собственник – ЗАО «Техноинвест Альянс»). Сценарий 1 и 2 отличаются площадкой размещения новой ПС 220 кВ: в селе Алыгджер или в районе Зашихинского месторождения. Подключение ПС 220 кВ предусматривается отпайкой от вновь сооружаемой ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная, для присоединения ЭПУ с. Алыгджер, ЗИФ «Гурбей» и Зашихинского месторождения предлагается сооружение ЛЭП (35) 110 кВ. 19.02.2020 ПАО «ФСК ЕЭС» утверждены согласованные Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ЗАО «Техноинвест Альянс» (далее – ТУ на ТП). Согласно заявке ЗАО «Техноинвест Альянс» и ТУ на ТП ЗАО «Техноинвест Альянс» планирует осуществить присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» собственной ПС 220 кВ с трансформатором мощностью 40 МВА. Согласно распределению мероприятий в ТУ на ТП строительство отпайки для подключения ПС выполняет ПАО «ФСК ЕЭС». Мероприятия по строительству указанных объектов включены в утвержденную Схему и программу развития Единой энергетической системы России (далее – СиПР ЕЭС) на 2020-2026 гг. и в проект СиПР ЕЭС на 2021-2027 гг. со сроком выполнения в 2023 г. 14.09.2020 ЗАО «Техноинвест Альянс» утверждено согласованное Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири задание на проектирование указанной ПС. С учетом вышеизложенного предлагается осуществить взаимодействие с ЗАО «Техноинвест Альянс» по вопросу возможности проработки в составе ПД различных вариантов размещения ПС с целью электроснабжения, в том числе нагрузок ЗИФ «Гурбей» и с. Алыгджер. Окончательный вариант должен быть определён по результатам технико-экономического обоснования. При этом в Схеме и программе развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 годы предлагается учесть в базовом варианте сооружение ПС 220 кВ Зашихинская в соответствии с ТУ на ТП и СиПР ЕЭС, а в дополнительном варианте – сооружение ПС 110 кВ Гурбей с ЛЭП 110 кВ.

Таблица 10.1. Перечень новых энергоблоков в Иркутской области до 2026 г. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы

№ п/п	Наименование электростанции	Ст.№	Тип турбины	Компания	Год	Мощность, МВт		Обоснование
						до изм.	после изм.	
1	Тельмамская ГЭС	1	1ГА	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	2026	0,00	150,00	Проект СиПР ЕЭС 2021-2027

Таблица 10.2. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2026 гг. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО (строительства)	ПОСЛЕ (строительства)				
1	ПС 110 кВ ГОК Светловский	-	2х25 МВА	2024	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с установкой двух трансформаторов мощностью 2х25 МВА каждый	ТУ от 29.12.2020	ПАО «Высочайший»
2	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК *Светловский*	-	55 км	2024	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК *Светловский*		АО «Витимэнерго»
3	ПС 110 кВ Промышленная	-	1х6,3 МВА	2024	Строительство ПС 110 кВ с установкой одного трансформатора мощностью 6,3 МВА	ПИР	АО «БЭСК»
4	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ	-	0,20 км	2024	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км		
5	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК	2х40 МВА	2х63 МВА	2024	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой 2 (двух) силовых трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» ПС 35 кВ Байкальск Областного государственного унитарного энергетического предприятия «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго» от 13.04.2021 г. ТУ на ТП к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго» объектов электросетевого хозяйства КЛ 10 кВ АО «Особая экономическая Зона «Иркутск»	ОАО «ИЭСК»

В таблице 10.3 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 10.3. 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	Максимальная мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
АО «БЭСК»						
1	ООО «Братские электрические сети»	Земельный участок для размещения вычислительной техники	4000	ПС 110 кВ Инкубатор	2021	0,4
2	МКУ «ДКСР»	Общеобразовательная школа в 26 микрорайоне города Братска	1000	ПС 110 кВ Северная	2021-2022	0,2
3	ООО «Восход»	Объекты производственной базы	800	ПС 220 кВ № 3	2023-2024	0,7
4	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	ВЛ-10 кВ «Мегет»	3812	ПС 110 кВ Мегет	2021	0,7
5	МКУ «ДКСР»	Объекты общеобразовательной школы	1891	ПС 110 кВ Городская	2022	0,2
6	ООО «ПСЗ»	Объекты многоэтажной жилой застройки (высотная застройка)	2445	ПС 220 кВ Левобережная	2021-2022	0,4
7	ООО «БСМК»	Земельный участок для размещения вычислительной техники	4900	ПС 110 кВ Городская	2025	0,4
8	ООО «БМУ Гидроэлектромонтаж»	Нежилое здание-производственный комплекс	714	ПС 110 кВ Промбаза	2021	0,7
9	Мэр Нижнеилимского района Иркутской области	Образовательный комплекс (школа на 60 учащихся и детский сад на 20 мест)	750	ПС 110 кВ Видим	2022	0,2
10	ИП Гогнадзе Амиран Теймуразович	Объекты производственной базы	800	ПС 220 кВ № 3	2023-2024	0,7
11	ОГКУ «УКС Иркутской области»	Здание перинатального центра на 130 коек	2850	ПС 110 кВ Западная	2021	0,3
12	ООО "Композит плюс"	Производственная база	1200	ПС 220 кВ Падунская	2022	0,4
13	ООО «Строительные технологии»	Земельный участок под размещение производственного комплекса	800	ПС 220 кВ Левобережная	2022	0,4
14	ООО «Тюссо»	Производственная база	1800	Новый ЦП 110 кВ (ПС 110 кВ Промышленная)	2024	0,9
15	ООО «Тюссо»	Производственная база	2000	Новый ЦП 110 кВ (ПС 110 кВ Промышленная)	2024	0,9
АО «Витимэнерго»						
16	АО «ЗДК «Лензолото»	Драга № 66. Бодайбинский р-он, в нижнем течении руч. Веселяевский в 10 км южнее п. Маракан	1400	ПС 110кВ Мараканская	2021	0,8

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Максимальная мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Кр
17	ЗАО «А/с «Витим»	ПС 35кВ Жуя («Лицензия ИРК № 03251 БП»)	1425	ПС 110кВ Перевозовская	2021	0,8
18	АО «Светлый»	уч. УРД «Широкий», лицензия ИРК 01246 БР	737,6	ПС 110кВ Кропоткинская	2021	0,8
19	ПАО «Высочайший»	ГОК «Светловский», Бодайбинское лесничество, кад. 38:22:030003:883	20000	Новая ПС 110 кВ ГОК Светловский (ПС 220 кВ Сухой Лог)	2024	0,8
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»						
20	МО Администрация Слюдянского городского поселения Слюдянского района	канализационные очистные сооружения, Иркутская обл., Слюдянский р-н, г. Слюдянк.	1000	ПС 220 кВ Слюдянка (ПС 35 кВ «Перевал»)	2021	0,3
Органы исполнительной власти						
21	-	Чертугеевский залив	1600	ПС 110 кВ Приморская	2025	0,4
22	-	Ангарск, р.п Мегет	1100	ПС 110 кВ Мегет	2025	0,4
23	-	Иркутский район, д. Бутырки	1460	ПС 110 кВ Оек	2025	0,4
24	ООО «Фармасинтез-Хеми»	Создание единого технологического фармацевтического комплекса по производству фармацевтических субстанций и готовых лекарственных средств	30000	ПС 110 кВ ЗГО	2024-2025	0,4
25	«СОШ на 1275 мест в рабочем поселке Маркова Марковского муниципального образования Иркутского района»	Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации Иркутского районного муниципального образования (АИРМО)	1016,6	ПС 110 кВ Пивзавод	2021	0,3
26	Цех переработки молока	АО «Железнодорожник»	1500	ПС 110 кВ ЗГО	2022	0,9
27	Правительство Иркутской области совместно с АО «Русатом Хэлскеа»	Создание и эксплуатации здания радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра	3210	ПС 110 кВ Приморская	2022	0,4

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 9.4.

Таблица 10.4. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Иркутской области на пятилетний период для дополнительного варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электроэнергии	млрд кВт*ч	55,98	57,58	62,98	65,90	66,58	66,72	67,33
Годовые темпы прироста	%	-2,77	2,85	9,38	4,63	1,03	0,22	0,92
Собственный максимум потребления	МВт	8326	8813	9044	9570	9654	9687	9742
Годовые темпы прироста	%	0,90	5,85	2,62	5,82	0,88	0,34	0,57

Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности за 2021-2026 годы составят 3,17 % и 2,68 % соответственно.

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Иркутской области для дополнительного варианта прогноза электроэнергии и мощности приведена в таблицах 10.5-10.6.

Таблица 10.5. Баланс электроэнергии по территории Иркутской области на период 2021-2026 гг. для дополнительного варианта развития (млрд кВт*ч)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электроэнергии	55,98	57,58	62,98	65,90	66,58	66,72	67,33
Выработка электроэнергии	59,69	56,26	60,52	62,28	62,78	62,79	63,61
Число часов использования максимума нагрузки, час	6724	6533	6963	6886	6896	6887	6911
Сальдо перетоков	-3,71	1,32	2,46	3,62	3,80	3,93	3,72

Таблица 10.6. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Иркутской области за период 2021-2026 гг. для дополнительного варианта развития (МВт)

Годы	2020 факт	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимум потребления мощности	8326	8813	9044	9570	9654	9687	9742
Установленная мощность, в т.ч.:	13041,10	13064,00	13091,90	13325,30	13348,20	13348,20	13498,20
- ГЭС	9088,40	9111,30	9134,20	9157,10	9180,00	9180,00	9330,00
- ТЭС	3952,70	3952,70	3957,70	4168,20	4168,20	4168,20	4168,20
Располагаемая мощность	11735,10	12619,30	12647,20	12801,60	12824,50	12824,50	12974,50
Избыток(+)/Дефицит (-)	1596,30	3806,50	3603,26	3231,66	3170,02	3137,14	3232,14

*принято с учетом фактической генерации

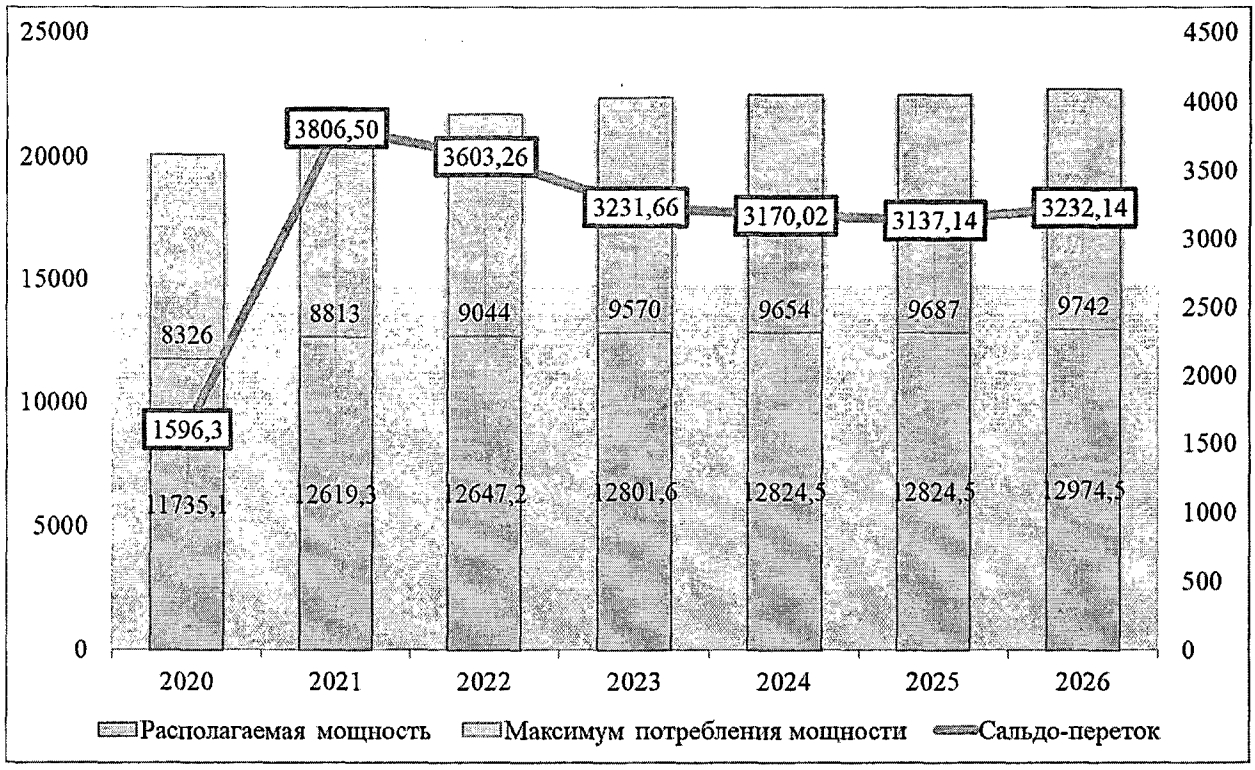


Рисунок 10.1. Баланс мощности по энергосистеме Иркутской области в период 2021-2026 гг. для дополнительного варианта развития (МВт)

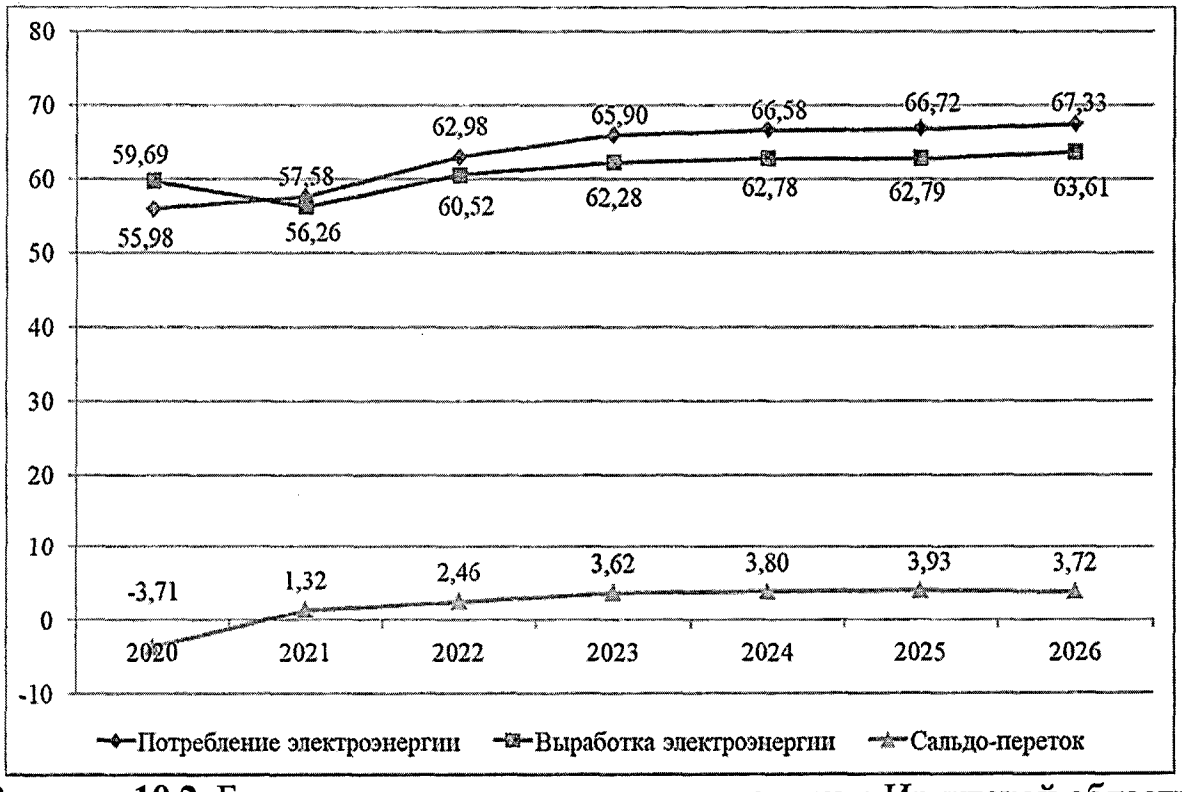


Рисунок 10.2. Баланс электроэнергии по энергосистеме Иркутской области в период 2021-2026 гг. для дополнительного варианта развития (млрд кВт*ч)

В таблице 9.7 приведен перечень существующих ЦП, на которые добавляются заявки в рамках умеренно-оптимистического варианта.

Анализ загрузки ЦП по умеренно-оптимистическому (дополнительному) варианту развития дополнительно выявил центры питания, загрузка которых превысила предварительно принятый уровень.

Таблица 10.7. Анализ загрузки ЦП напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Иркутской области в период 2021-2026 гг. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы

№ 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					Дата наиболее тяжелого режима с учетом длительно допустимой нагрузки ЦП по данным контрольных замеров 2018-2020 гг.	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ 2021-2026 гг., кВт	Нагрузка трансформаторов в период 2021-2026 гг., МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						Резерв мощности на ЦП в 2026 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2026 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							Максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %	Максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера 2018-2020 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка ЦП, МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %																
							S, МВА	Дата замера				S, МВА	Дата замера						2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.			
28	ОАО «ИЭСК» (ВЭС)	ПС 110 кВ Оек	Т-1	110/35/10	25	2019	0,00	17.06.2020	1,2155	30,388	17,6	17,28	16.12.2020	1,25	31,250	110,0	16.12.2020	584,0	18,027	18,027	18,027	18,027	18,352	18,352	116,6	116,6	116,6	116,6	118,2	119,3	1,456		
29			Т-2	110/35/10	25	2019	4,40		1,2155			10,37		1,25					11,117	11,117	11,117	11,117	11,442	11,442									
106	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 220 кВ № 3	Т-1	220/35/6	40	1973	5,85	19.06.2019	1,0248	40,992	44,3	8,23	16.12.2020	1,2	48,000	68,7	16.12.2020	1120,0	8,274	8,274	8,274	8,941	8,974	8,974	68,9	68,9	68,9	72,3	72,4	72,4	19,021		
107			Т-2	220/35/6	40	1974	11,85		1,0248			19,26		1,2					19,304	19,304	19,304	19,971	20,004	20,004									
124	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Западная	Т-1	110/35/10	25	1999	3,88	17.06.2020	1,2155	30,388	29,9	7,77	19.12.2018	1,25	31,250	65,9	19.12.2018	855,0	8,368	8,679	8,679	8,679	8,679	8,679	70,6	73,1	73,1	73,1	73,1	73,1	12,969		
125			Т-2	110/35/10	25	1999	3,60		1,2155			8,69		1,25					9,290	9,601	9,601	9,601	9,601	9,601									
126	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Инкубатор	Т-1	110/10	16	1982	2,27	19.06.2019	1,0248	16,397	28,4	4,17	18.12.2019	1,2	19,200	73,3	18.12.2019	1600,0	6,613	6,613	6,613	6,613	6,613	6,613	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	2,587		
127			Т-2	110/10	16	1983	2,28		1,0248			7,56		1,2					10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000									
153	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Промбаза	Т-1	110/6	16	2006	0,00	19.06.2019	1,2155	19,448	45,0	5,30	18.12.2019	1,25	20,000	63,8	18.12.2019	499,8	6,562	6,562	6,562	6,562	6,562	6,562	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	7,275		
154			Т-2	110/35/6	16	2006	7,20		1,2155			4,90		1,25					6,162	6,162	6,162	6,162	6,162	6,162									
155	ОАО «ИЭСК» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/10/10	25	1990	9,40	20.06.2018	1,0248	25,620	60,9	14,36	16.12.2020	1,2	30,000	108,8	16.12.2020	400,0	14,491	14,730	14,730	14,730	14,730	14,730	107,8	111,2	111,2	111,2	111,2	111,2	2,070		
156			Т-2	110/10/10	25	1990	5,82		1,0248			12,83		1,2					12,961	13,200	13,200	13,200	13,200	13,200									
185	ОАО «ИЭСК» (ЦЭС)	ПС 110 кВ ЗГО	Т-1**	110/35/6	25	1994	3,26	17.06.2020	1,2155	30,388	26,1	0,00	16.12.2020	1,25	31,250	65,2	16.12.2020	1350,0	4,367	5,712	5,712	5,712	5,712	5,712	100,1	110,9	110,9	110,9	110,9	110,9	3,524		
186			Т-2	110/35/6	25	1994	3,26		1,2155			16,30		1,25					20,670	22,015	22,015	22,015	22,015	22,015									
240	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Городская (ПО ЮЭС)	Т-1	110/10/10	40	2009	12,52	20.06.2018	1,2155	48,620	45,0	22,03	18.12.2019	1,25	50,000	72,7	18.12.2019	2716,4	22,341	22,762	22,762	22,762	23,851	23,851	74,3	76,4	76,4	76,4	81,8	81,8	17,266		
241			Т-2	110/10/10	40	2009	5,49		1,2155			7,06		1,25					7,373	7,794	7,794	7,794	8,883	8,883									
279	ОАО «ИЭСК» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/10/10	40	2007	13,64	20.06.2018	1,2155	48,620	73,8	21,09	16.12.2020	1,25	50,000	92,4	16.12.2020	1924,0	21,929	22,833	22,834	22,834	23,190	23,190	96,6	101,1	101,1	101,1	102,9	102,9	8,851		
280			Т-2	110/10/10	40	2007	15,89		1,2155			15,86		1,25					16,699	17,603	17,604	17,604	17,960	17,960									
320	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Перевоз	Т-1	110/35/6	10	1993	5,89	19.06.2019	1,2155	12,155	58,9	0,00	16.12.2020	1,25	12,500	23,0	19.06.2019	1140,0	7,024	7,444	7,444	7,444	7,444	7,444	81,6	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	3,157		
321			Т-2	110/35/6	10	1993	0,00		1,2155			2,30		1,25					1,134	1,554	1,554	1,554	1,554	1,554									
327	АО «Витимэнерго»	ПС 110 кВ Мараканская	Т-1	110/35/6	10	1969	8,31	19.06.2019	1,0248	6,456	131,9	2,33	18.12.2019	1,2	7,560	37,0	19.06.2019	1120,0	9,450	9,450	9,450	9,450	9,450	9,450	168,1	168,1	168,1	168,1	168,1	168,1	-4,134		
328			Т-2	110/35/6	6,3	1979	0,00		1,0248			0,00		1,2					1,140	1,140	1,140	1,140	1,140	1,140									

**-отключен (по информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ на 16.12.2020).

10.1. 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 2018-2020 гг. зафиксирована в 10-00 мск. 19.06.2019 и составила 8,31 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 131,9 % от Sном (или 128,7 % от длительно-допустимого значения), что влечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей при возникновении данного аварийного отключения (объем ГАО – 1,67 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 2021-2026 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение и заявкам с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 2052 кВт (2280 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					
Договоры до 50 кВт	19,0	0,1	1,9	2,1	-
Договоры от 50 кВт до 670 кВт	150,0	0,2	30,0	33,3	-
Договоры более 670 кВт	1125,0	0,8	900,0	1000,0	ПП-218-19 от 20.05.2020
Заявки					
Заявки более 670 кВт	1400,0	0,8	1120,0	1244,4	-
Суммарный прирост мощности			**2052**	**2280**	

С учетом реализации техприсоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в режиме летнего максимума 2026 года составит 10,590 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 равной 168,1 % от Sном (или 164,0 % 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 – 3,7 МВт).

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.

Таким образом, на перспективу до 2026 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 недостаточно для электроснабжения потребителей.

Для устранения недопустимой перегрузки рассмотрены следующие варианты:

Вариант 1:

1. Замена трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети;

2. Замена трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый мощностью 10 МВА для ликвидации ГАО в существующей схеме электрической сети.

Вариант 2:

1. Установка ДГУ мощностью 4 МВт на ПС 110 кВ Мараканская (свободный земельный участок под размещение ДГУ имеется).

В таблице 9.8. приведено технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 9.8. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции.

№ пп.	Мероприятие	Стоимость, млн руб.
Вариант 1		
1	Замена трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на новые мощностью 10 МВА	97,06
2	ПИР на реконструкцию ПС 110/35/6 кВ Мараканская с заменой трансформатора	7,00
Итого по варианту 1:		**104,06**
Вариант 2		
1	Установка ДГУ мощностью 4 МВт на ПС 110 кВ Мараканская	91,8
Итого по варианту 2:		**91,8**

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить установку ДГУ мощностью 4 МВт на ПС 110 кВ Мараканская.

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 2021-2026 гг. в рамках дополнительного варианта развития энергосистемы приведен в таблице 7.8.

Таблица 10.9. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области на 2022-2026 гг. для дополнительного варианта развития

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО (строительства)	ПОСЛЕ (строительства)				
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения							
1	ПС 110 кВ ГОК Светловский	-	2х25 МВА	2024	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с установкой двух трансформаторов мощностью 2х25 МВА каждый	ТУ от 29.12.2020	ПАО «Высочайший»
2	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский	-	55 км	2024	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский		АО «Витимэнерго»
3	ПС 110 кВ Промышленная	-	1х6,3 МВА	2024	Строительство ПС 110 кВ с установкой одного трансформатора мощностью 6,3 МВА	ПИР	АО «БЭСК»
4	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ	-	0,20 км	2024	Строительство отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,20 км		
5	ПС 110 кВ Мараканская	1х10 МВА (1969 г.) 1х6,3 МВА (1979 г.)	Установка ДГУ – 4 МВт	2022	Установка ДГУ – 4 МВт на ПС 110 кВ Мараканская	Раздел 7 (таблица 7.7)	АО «Витимэнерго»
6	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК	2х40 МВА	2х63 МВА	2024	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой 2 (двух) силовых трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» ПС 35 кВ Байкальск Областного государственного унитарного энергетического предприятия «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго» от 13.04.2021 г. ТУ на ТП к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго» объектов электросетевого хозяйства КЛ 10 кВ АО «Особая экономическая	ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Физические характеристики		Год ввода	Мероприятие	Техническое обоснование	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		ДО (строительства)	ПОСЛЕ (строительства)				
						Зона «Иркутск»	
Мероприятия, необходимые для исключения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений							
7	ПС 110 кВ Урик	-	ТТ с номинальным током не менее 610 А	2026	Замена ТТ на ПС 110 кВ Урик на новый с номинальным током не менее 610 А	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в нормальной схеме сети в режимах зимнего максимума 2026 г.	ОАО «ИЭСК»
8	Иркутская ТЭЦ-10	-	ВЧЗ с номинальным током не менее 610 А	2026	Замена ВЧЗ на Иркутская ТЭЦ-10 на новый с номинальным током не менее 610 А	Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в нормальной схеме сети в режимах зимнего максимума 2026 г.	ООО «Байкальская энергетическая компания»
9	ПС 220 кВ Таксимо		ТТ с номинальным током не менее 715 А	2026	Замена ТТ на ПС 220 кВ Таксимо на новый с током не менее 715 А	Недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан с отп. II ц. при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан I ц. в нормальной схеме сети в режимах зимнего максимума 2026 г.	ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС

Таблица 10.10. Дополнительный перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг. для умеренно-оптимистического варианта развития по информации от территориально-сетевых организаций

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Невский-Перевоз №1 с заменой деревянных опор на металлические, заменой провода, изоляции, подвеской грозотроса	2025	-	Расчеты. Снижение вероятности возникновения технологических нарушений с повреждением и отключением оборудования в результате падения деревянных опр и повышения надежности работы ВЛ и качества электроснабжения потребителей, снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт ВЛ
2	Замена деревянных опор на металлические на ВЛ 110 кВ Артемовская-Мараканская	2026	-	Расчеты. Снижение вероятности возникновения технологических нарушений с повреждением и отключением оборудования в результате падения деревянных опр и повышения надежности работы ВЛ и качества электроснабжения потребителей, снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт ВЛ
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бодайбинская с установкой элегазовых выключателей 110 кВ в цепях трансформаторов 110 кВ Т-1-Т-3, заменой 4 масляных выключателей 35 кВ на ОРУ 35 кВ на элегазовые и установкой элегазового выключателя в цепи трансформатора 35 кВ Т-3	2022	-	Повышения надежности электроснабжения потребителей. Обеспечение надежности электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Бодайбинская
4	Установка шкафа АОПН (110 кВ) на ПС 220 кВ Мамакан	2026		Расчеты. Повышение допустимых (в течение 1200 с.) при оперативных переключениях и в аварийных режимах уровней напряжения в сети 110-220 кВ
5	Установка шкафа АОПН (220 кВ) на ПС 220 кВ Мамакан	2026		Расчеты. Повышение допустимых (в течение 1200 с.) при оперативных переключениях и в аварийных режимах уровней напряжения в сети 220 кВ
6	Установка дизель-генераторной установки (ДГУ) на ПС 110 кВ Перевоз суммарной установленной мощностью 10 МВт (работа ДГУ параллельно с энергосистемой не осуществляется)	2023		Расчеты

Таблица 10.11. Дополнительный перечень электросетевых объектов 35 кВ и ниже, ввод/реконструкция которых планируется на период 2022-2026 гг. для умеренно-оптимистического варианта развития по информации от территориально-сетевых организаций

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода	Технические характеристики	Техническое обоснование
АО «Витимэнерго»				
1	Реконструкция ПС 35 кВ Серговская с заменой Т-2 мощностью 4 МВА на трансформатор мощностью не менее 6,3 МВА	2023	1х6,3 МВА	Расчеты. Повышение длительно допустимой токовой нагрузки Т-2 ПС 35 кВ Серговская в схеме ремонта Т-1 ПС 35 кВ Серговская

11. Заключение

Согласно выполненным расчетам и анализу полученных результатов в рамках выполнения работы «Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 годы» можно сделать следующие выводы»:

- Энергосистема Иркутской области дефицитна по электроэнергии (Проект СиПР 2021-2027 гг.) во всем прогнозном периоде. Значение дефицита электроэнергии составляет 3,055 млрд кВт·ч на протяжении всего периода.
- Во всех рассматриваемых вариантах во всех режимах энергосистема Иркутской области является профицитной по мощности во всем прогнозном периоде;
- По информации от Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ уровень токов короткого замыкания в сетях 110 кВ и выше превышает отключающую способность выключателей, установленных на подстанциях, поэтому мероприятия по приведению в соответствие токов короткого замыкания и отключающей способности выключателей приведены в таблице 6.1.
- Для обеспечения надежного электроснабжения существующей и планируемой к подключению в период до 2026 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 9.1);
- По электрическим сетям территориально-сетевых организаций в Иркутской области в дополнительном варианте развития (приведены в таблице 9.8)
- 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 2.16.1.
- 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.