

УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
29 апреля 2020 года № 124-уг
Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 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, ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 годы (прилагается).
2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 22 августа 2019 года № 183-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2020-2024 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 2021 года.

Временно исполняющий обязанности Губернатора Иркутской области Губернатора И.И. Кобзев

УТВЕРЖДЕНО
указом Губернатора Иркутской области
от 29 апреля 2020 года № 124-уг

**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД 2021–2025 ГОДЫ**

Основанием для выполнения настоящей работы является государственный контракт от 24 января 2019 года № 1/2020 для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 годы с Областным государственным казенным учреждением «Центр энергоресурсосбережения» (далее – Заказчик), Приложение № 1 к указанному контракту «Техническое задание на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021-2025 годы» (далее – Техническое задание), постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (далее – Постановление Правительства Российской Федерации № 823).

Основными целями работы по формированию схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области (далее – СиПР) являются:

- 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 работы по формированию СиПР являются:

- разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом децентрализации) по энергосистеме Иркутской области (далее – ЭС) на пятилетний период по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по ЭС (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;
- обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области (далее – ЭС);
- обеспечение развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, определение направлений развития, оценка состояния;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей ЭС 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 ЭС);
- обеспечение баланса между производством и потреблением в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, схем, и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования СиПР являются:

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы ЭС;
- 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;
- обеспечение надежного функционирования энергосистемы Иркутской области (далее – ЭС);
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- соблюдение требований к планированию развития электроэнергетической системы, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 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 (далее – уполномоченный орган в сфере электроэнергетики).

Согласно пункту 29 Постановления Правительства Российской Федерации № 823 СиПР используется в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций;
- основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности).

Согласно пункту 30 постановления Правительства Российской Федерации № 823 СиПР является основой для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

В главе 1 «Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области» в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021–2025 годы» представлены:

- характеристика энергосистемы Иркутской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей в регионе, а также электростанциям промышленных предприятий;
- динамика потребления электроэнергии в Иркутской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет;
- перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет;
- динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы;
- динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей за последние 5 лет;
- перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию;
- структура установленной электрической мощности в Иркутской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами;
- состав существующих электростанций и электростанций промышленных предприятий с группировкой по принадлежности к генерирующим компаниям, с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт;
- структура выработки электроэнергии по типам электростанций;

– анализ балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет на час собственного максимума потребления энергосистемы;

– динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электрооборуженность труда в экономике);

– основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним, анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС), оценку и анализ потерь электроэнергии при ее транспорте;

– основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области;

– объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Иркутской области в последнем году;

– единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД;

В главе 2 «Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области» в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2021 - 2025 годы» представлены:

– оценка балансовой ситуации за прошедший год;

– энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечень мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения;

– наличие ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей;

– энергоузлы с выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной и ремонтных схемах электрической сети в зимний или летний период, и перечень мероприятий направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений;

– энергоузлы с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения);

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

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. Территория области – 774,8 тыс. кв. км и составляет 4,52 % 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 Бурятия, 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. 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.

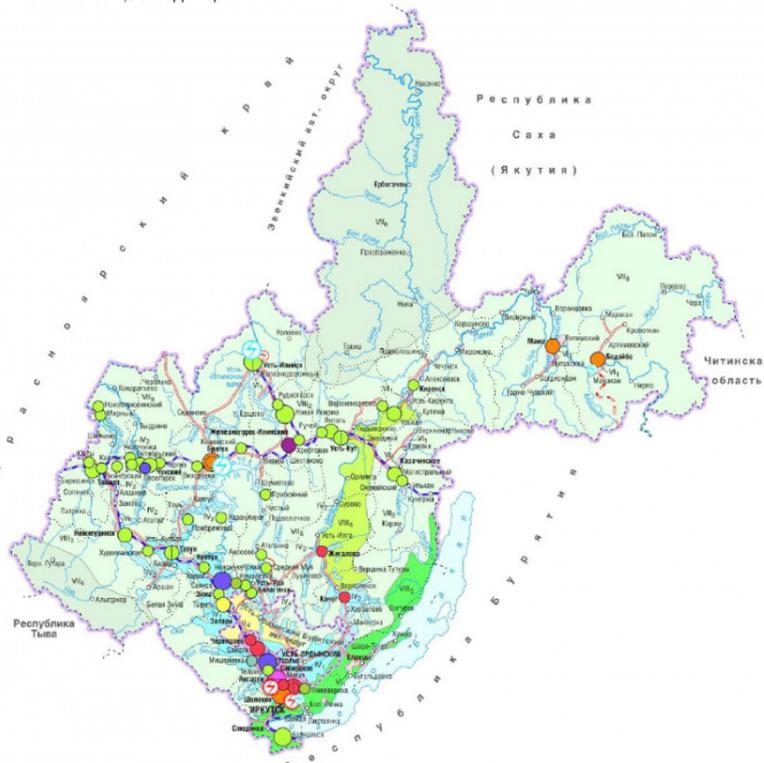


Рисунок 1. Иркутская область.

На 1 января 2020 года в состав области входит муниципальных районов – 32; городских округов – 10; внутригородских административных округов – 7; городских поселений – 58; сельских поселений – 354; населенных пунктов в сельской местности – 1470.

Административный центр – город Иркутск с численностью населения на 1 января 2019 года 623,5 тыс. чел. Население Иркутской области на 1 января 2019 года составило 2397,7 тыс.чел., сокращение населения по сравнению с прошлым годом составило 0,3%, а за последние 10 лет – на 9,8 %. В области преобладает городское население – 1894,1 тыс. чел. (78,53 %). Плотность населения крайне низкая – около 3,11 чел./км² (при средней по России – 8,57 чел./км²). При этом население размещено по территории области очень неравномерно. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области (вдоль Транссибирской железной дороги и по берегам р. Ангары). Северные территории, а также горные районы Восточного Саяна и Северо-Байкальского нагорья заселены очень слабо, например, плотность населения в Катангском районе (север области) равна всего 0,03 чел./км².

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. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

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 «Саянхимпласт»;
- 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»;
ООО «Востокнефтепровод» в границах Иркутской области;
АО «Полюс Вернинское»;
АО «Севзото»;
ООО «Друза»;
ООО «Горнорудная компания «Угахан»»;
ООО «Битривер Рус»;
АО «Ангарскцемент».

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.

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 автомагистралей 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.

Ежегодно министерство жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области (далее – Министерство) утверждает инвестиционные программы (далее – ИПР) субъектов электроэнергетики Иркутской области в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01 декабря 2009 года № 977 (далее – Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики).

В соответствии с указанными Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики распоряжением Министерства от 17 мая 2017 года № 77-мпр «Об утверждении административного регламента предоставления министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области государственной услуги по утверждению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики» утвержден административный регламент предоставления Министерством государственной услуги по утверждению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Министерством утверждены инвестиционные программы субъектов электроэнергетики:

АО «Братская электросетевая компания» (далее – АО «БЭСК») на 2020-2024 годы;
АО «Витимэнерго» на 2018-2022 годы;
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (в границах Иркутской области) на 2020-2024 годы;
Красноярская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (в границах Иркутской области) на 2020-2024 годы;
МУП «Катангская ТЭЦ» на 2019-2021 годы;
ОГУЭП «Облкомунэнерго» на 2019-2023 годы;
АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский») на территории Иркутской области на 2020-2024 годы;
ООО «Прибайкальская электросетевая компания» на 2016-2020 годы;
ООО «Сетевая компания «Радан» на 2020-2024 годы;
ООО «Энергетическая компания «Радан» на 2020-2024 годы;
ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск» на 2020-2022 годы;
ООО «Сетевая компания «Энергосервис» на 2020-2022 годы;
АО «Электросеть» на территории Иркутской области на 2020-2024 годы;
ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая компания» на 2018-2020 годы.

В утверждении и корректировке инвестиционных программ ООО «Транс-нефтьэлектросетьсервис» на 2020-2024 годы Министерством вынесен отказ.

В 2019 году Правительством Иркутской области согласованы проекты корректировки инвестиционной программы АО «СО ЭЭС» на 2019-2021 годы и проекта инвестиционной программы общества на 2020-2022 годы (исх. от 30 июля 2019 года № 02-58-6661/19).

Проект инвестиционной программы ОАО «Иркутская электросетевая компания» (далее – ОАО «ИЭС») на 2020-2024 годы согласован Правительством Иркутской области (исх. от 13 сентября 2019 года № 02-58-8209/19, от 19 ноября 2019 года № 02-70-6571/19), при этом согласно Уведомлению от 27 декабря 2019 года № 09-5895 Министерством энергетики Российской Федерации вынесен отказ в утверждении инвестиционной программы ОАО «ИЭС» на 2020-2024 годы в соответствии с пунктом 42 Правил утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики. В 2020 году ОАО «ИЭС» в Министерство энергетики Российской Федерации установленным порядком подана новая заявка на утверждение инвестиционной программы.

В 2019 году в Иркутской области приняты базовые документы для развития регионального топливно-энергетического комплекса – составлен Топливо-энергетический баланс (Указ Губернатора Иркутской области от 22 августа 2019 года № 183-уг).

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, занятых в промышленности региона.

Иркутская область является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов. 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, в СФО и в Иркутской области значительно отличается. Так, основным видом топлива, потребляемого в Российской Федерации, является газ (природный, сжиженный, искусственный, сухой) – порядка 60%, а в СФО и Иркутской области уголь составляет более половины от общей потребности в топливно-энергетических ресурсах (включая все виды нефтепродуктов).

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД, ВКЛЮЧАЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

1.1. Характеристика энергосистемы Иркутской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей в регионе, станциям промышленных предприятий, а также информация о децентрализованной зоне электроснабжения

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.

1.1.1. Производство электроэнергии в Иркутской области

Основной особенностью Иркутской области является наличие на территории крупных гидроэлектростанций, что составляет 5,7% от мощности всех электростанций страны.

Централизованное производство электроэнергии в области осуществляется на 15 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;
- а остальные в собственности у четырех генерирующих компаний региона:
- ПАО «Иркутскэнерго»;
- ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»;
- ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске;
- АО «Мамаканская ГЭС».

Перечень электростанций области с информацией об установленной мощности на 1 января 2020 года, суммарной мощности выработки, также их собственниках приведен в таблице 1.1.1. Структура производства электроэнергии Иркутской области в 2019 году на рисунке 1.1.

Таблица 1.1.1. Величина установленной мощности ТЭС, ГЭС на 01 января 2020 года

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Суммарная мощность станций, МВт
ТЭС		
ПАО «Иркутскэнерго»		3 886,3
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79,0	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	
Иркутская ТЭЦ-6	270,0	
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	
Иркутская ТЭЦ-10	1 110,0	
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	

Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	
Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	
ООО «Теплоснабжение»		
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	
ГЭС		
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		9 088,4
Иркутская ГЭС	662,4	
Братская ГЭС	4 500,0	
Усть-Илимская ГЭС	3 840,0	
АО «Мамаканская ГЭС»		
Мамаканская ГЭС	86,0	
Станции промышленных предприятий		
ТЭЦ АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимск	44,4	157,4
ТЭЦ АО «Группа ИЛИМ» в г. Братск	113,0	
Итого по Иркутской области:		13 132,1

Большая доля генерирующих мощностей Иркутской области приходится на ГЭС – 69,2%, и входит в состав ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», на долю ПАО «Иркутскэнерго» приходится 29,4%, 1,4% – прочие ТЭС.

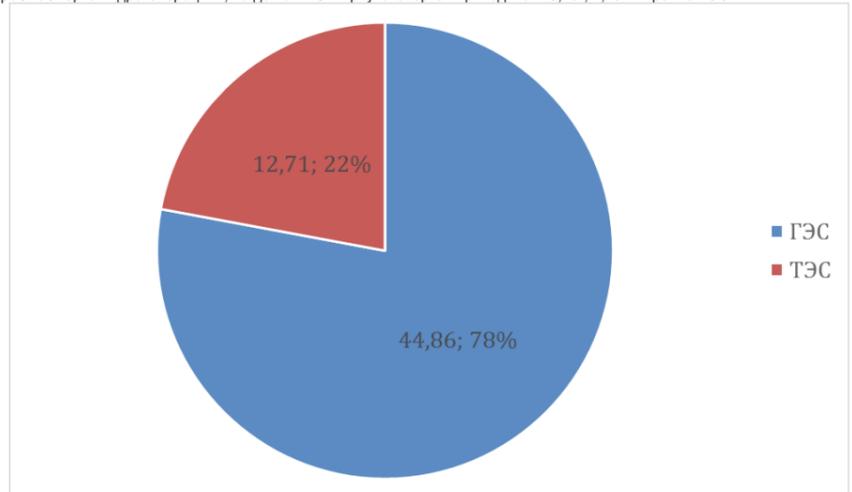


Рисунок 1.1. Структура производства электроэнергии в Иркутской области в 2019 году

Электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2019 году было выработано 57,58 млрд. кВт-ч электроэнергии, что составило 22,45 тыс. кВт-ч на душу населения, в том числе:

- ГЭС – 44,87 млрд. кВт-ч;
- ТЭС – 12,71 млрд. кВт-ч, в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,9 млрд. кВт-ч.

1.1.2. Электросетевое хозяйство области

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 72,3 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи, 16 208 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 915 условных единиц оборудования.

Эксплуатацию всех сетей с установлением соответствующих индивидуальных тарифов в 2020 году осуществляют 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 (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 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 ЭЭС»;
- ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭС»);
- ОГУЭП «Облкомунэнерго»;
- АО «Братская электросетевая компания»;
- АО «Витимэнерго»;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
- ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания» (ООО «ШЭС»);
- ООО Энергетическая компания «Радан»;
- АО «АНХК»;
- АО «Электросеть»;
- ООО «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭС»);
- ООО «Транснефть-ЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
- ООО «Управление энергообеспечения» (ООО «УЭС»);
- ООО «АктивЭнерго»;
- ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»;
- ООО «Кутуликская электросетевая компания»;
- ООО «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
- ООО Сетевая компания «Радан»;
- АО «АЭХК»;
- Красноярская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
- Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
- АО «Саянскимпаст»;
- ООО «Транзит»;
- ООО «ЭНКТП»;
- ООО «СК Энергосервис».

На рисунке 1.2. наглядно представлены доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства области.

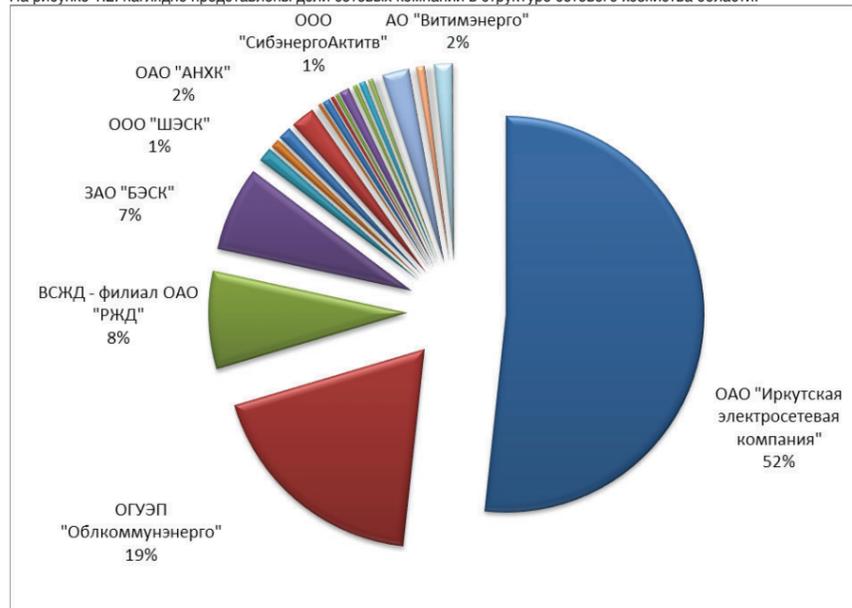


Рисунок 1.2. Доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства Иркутской области

1.1.3. Децентрализованное производство электроэнергии

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 1 января 2020 года, приведены в таблице 1.1.2.

Таблица 1.1.2. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области.

Муниципальное образование (далее МО) Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	30
	ДЭС с. Хамакар	30
	ДЭС с. Оськино	20
	ДЭС д. Тетя	20
	ДЭС уч. Инаригда	5
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	1259,2
Ановское МО	Дизельная электрическая станция	1030
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	300
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	180
Подволошинское МО	Дизельная электрическая станция	300
Раздолыинское МО	Дизельная электрическая станция	275
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	200
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	300
Мартыновское МО		90
		60
		30
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	30
		60
МО «Казачинско-Ленский район»	Дизельная электрическая станция	12
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	160
МО «Жигаловский район»	Дизельная электрическая станция	100
МО «Нижнеилимский район»	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	60
Петропавловское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Сполошино	30
Визиринское сельское поселение Киренского района	ДЭС п. Визирный	220
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	200
	ДЭС д. Мироново	75
МО «Киренский район»	ДЭС с. Краснояррово	50
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Пашня	60
	ДЭС д. Усть-Киренга	60
Бодайбинское МО	ДЭС с. Большой Патом	60
	ДЭС п. Карахун	1485
Карахунское МО	ДЭС п. Южный	130
	ДЭС п. Озерный	1720
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	1720
Наратское МО	ДЭС п. Наратай	530
Мамское МО	ПАЭС 2500	2500
Луговское МО	ДГА-315	315
Витимское МО	ЭД-200-Т400-1РН	200
МО «Нижнеудинский район»	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	640
	ДЭУ	880
	ДЭУ	610
Усть-Кутское МО	ДЭС	60
	ДЭС	60
ИТОГО:		14496,2

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 декабря 2018 года № 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. Онгунер 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). Эффект от внедрения составляет до 40 % замещения солнечной генерацией.

1.2. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области и структура электропотребления 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 2015 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 электроёмкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири.

Динамика выработки и потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведена в таблице 1.2.1 и представлена на рисунке 1.3.

Таблица 1.2.1. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области

Показатель	Год					Период 2015-2019
	2015	2016	2017	2018	2019	
Электропотребление, млн. кВт·ч	52467,1	53209,4	53298,6	55056,4	55480,6	269512,1
Абсолютные приросты/ падения электропотребления, млн. кВт·ч	-352,5	742,3	89,2	1757,9	424,1	2661,0
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	-0,7%	1,4%	0,2%	3,3%	0,8%	5,0%

Потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области за 2019 год составило 55,48 млрд кВт·ч, что на 0,8 % выше аналогичного показателя 2018 года.

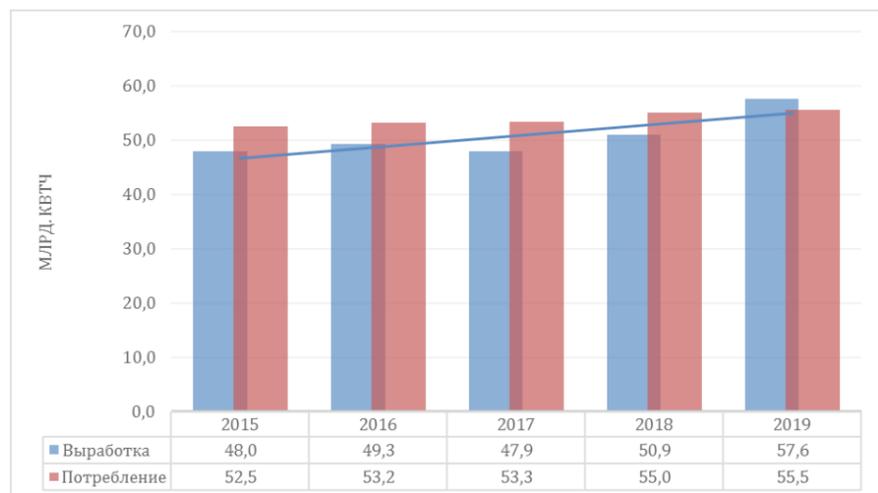


Рисунок 1.3. Динамика потребления и производства электроэнергии в Иркутской энергосистеме.

Начиная с 2016 года происходит рост электропотребления (на 1,41 % в 2016 году, на 0,2% в 2017 году, а в 2018 на 3,3%), это обусловлено ростом промышленного производства – вводом новых НПС, увеличением электропотребления электрической энергии ОАО «РЖД».



Рисунок 1.4. Структура электропотребления в Иркутской области в 2019 году.

Как видно из рисунка 1.4, в общем объеме основная доля потребления приходится на промышленность (обработка производств – 53,5 %, добыча полезных ископаемых – 2,02 %, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 9,34 %). Наиболее электроёмким производством в Иркутской области остается цветная металлургия (производство алюминия).

1.3. Перечень крупных существующих потребителей в регионе, а также перечень основных перспективных потребителей, с указанием заявленной максимальной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет.

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

- 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 «Саянхимпласт»;
- 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»;
- ООО «Востокнефтепровод» в границах Иркутской области;
- АО «Полус Вернинское»;
- АО «Севзото»;
- ООО «Друза»;
- ООО «Горнорудная компания «Угахан»»;
- ООО «Битривер Рус»;
- АО «Ангарскцемент»;
- ЗАО «АС Витим»;
- ООО «ИНК»;
- и другие.

В таблице 1.3.1 приведена краткая информация о потребителях и данные о потреблении электроэнергии.

Таблица 1.3.1. Перечень основных потребителей электрической энергии Иркутской области и динамика их электропотребления за последние 5 лет

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Объем потребления электроэнергии, млн. кВт·ч				
				2015	2016	2017	2018	2019
1.	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	г. Усть-Илимск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее	899,5	907,1	904,4	866,3	889,8
2.	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	г. Братск	Лес.хоз. заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее	1616,6	1554,2	1557,9	1551,2	1619,9
3.	ООО «Братский завод ферросплавов»	г. Братск	Производство ферросплавов марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезём и др.	837,7	842,2	770,2	798,3	748,1
4.	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки/порошка/пудры алюминиевой.	7027,3	7048,1	6992,1	7039	7079,5
5.	ПАО «РУСАЛ Братск»	г. Братск	Производство алюминия сырьца, катанка/чушки первичного алюминия и др.	16985,5	17016,8	16971,3	17221,0	17191,5
6.	АО «Ангарская нефт.хим. компания»	г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины, дизтопливо, авиатопливо, керосины и др.	1308,2	929,7	1290,5	946,5	881,8
7.	АО «Ангарский электролизный хим.комбинат»	г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	314,5	290,7	279,7	287,1	287,1
8.	АО «Саянхимпласт»	г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	592,6	456,5	692,3	750,6	772,0
9.	ООО «Компания Востсибуголь»	г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	164,3	159,8	53,3	181,4	184,3
10.	Иркутский авиационный завод филиал ПАО «Иркут»	г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	141,6	147,4	143,2	150,4	139,4
11.	Вост.-Сиб. жд – филиал ОАО «РЖД»	г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	2868,9	3109,4	3260,4	3411,2	3442,2
12.	ПАО «Коршуновский горно-обогатит. комбинат»	г. Железногорск-Илимский	Добыча железной руды, производство концентрата железных руд	378,2	357,4	355,5	410,2	386,5
13.	АО «Ангарский завод полимеров»	г. Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола, полиэтилена, и др.	228,0	172,0	213,0	220,0	198,6
14.	АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	г. Усолье-Сибирское	Производство лекарственных препаратов	13,8	18,3	12,4	14,6	18,0
15.	ПАО «Высочайший»	г. Бодайбо	Золотодобыча	115,7	120,0	119,0	122,7	128,8
16.	ООО «ИНК»	г. Иркутск	Нефтедобыча	-	-	-	-	33,7
17.	ООО «Горнорудная компания «Угахан»	г. Бодайбо	Золотодобыча	-	-	-	93,8	77,68
18.	ООО «Транснефть-Восток»	г. Братск	Транспортировка нефти по нефтепроводу	179	185	183	318	583
19.	АО «Полус Вернинское»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	106	120	124	129,5	164,4

20.	АО «ЗДК «Лензолото» (без учета дочерних предприятий)	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	157,0	151,0	151,0	162,2	36,09
21.	АО «Севзото»	г. Бодайбо	Горные работы	40,29	40,70	40,16	38,90	46,22
22.	ООО «Друза»	г. Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	47,00	51,22	65,33	78,94	62,93
23.	ООО «Битривер Рус»	г. Братск	Размещение оборудования для майнинга	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
24.	АО «Ангарскцемент»	г. Ангарск	Производство цемента	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
25.	ЗАО «АС Витим»	г. Бодайбо	Золотодобыча	–	–	–	–	48,7

Основными перспективными потребителями, согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям 110 кВ и выше в Иркутской области по состоянию на начало 2020 года, являются организации, перечень которых представлен в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2. Перечень основных перспективных потребителей электрической энергии Иркутской области

Наименование организации	Суммарная заявленная мощность, МВт	Сетевая организация
ООО «РУСАЛ ТАЗ»	1440,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «СЛ Золото»	229,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00; 65,00(ЭПУ) 144 (Генерация)	ПАО «ФСК ЕЭС»
	10,00	ОАО «ИЭСК»
ПАО «Газпром»	66,50 (ЭПУ) 66,50 (Генерация)	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Голевская горнорудная компания»	155,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «Техноинвест Альянс»	37,50	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «СЭМЗ»	127,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	107,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	57,00	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строительная компания «Новый город»	41,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Саянскхимпласт»	36,80	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,89	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	20,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «Тулульский завод стеклокомпозитов»	19,50	ОАО «ИЭСК»
ООО «МФЦ Капитал»	12,00	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТрансСибРегион»	10,00	ОАО «ИЭСК»
АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	20,00	ОГУЭП «Облкоммунэнерго», ОАО «ИЭСК»
ООО «Красный»	20,00	АО «Витимэнерго»
ПАО «Высочайший»	10,00	АО «Витимэнерго»
ООО «Панорама»	10,00	ООО ЭК «Радан»
ООО «БИТРИВЕР РУС»	100,0	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «Иркутскэнергосвязь»	14,88	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «БЗФ»	17,00	АО «Электросеть»

1.4. 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 в 2018 году в 05:00 (мск) 27 декабря 2018 года и составил 8210,5 МВт.

В период с 2015 по 2019 годов наблюдалось скачкообразное изменение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2015 году и составляет 7571 МВт. Снижение было связано с экономической обстановкой, снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2016 году отмечен рост максимума нагрузки на 4,82 % до величины 7 936 МВт. Однако, в 2017 году продолжилось снижение собственного максимума нагрузки на 263 МВт (3,31 %). Собственный резерв энергосистемы Иркутской области на час максимума за последние 5 лет составил 3033 МВт.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 1.4.1. и на рисунке 1.5.

Таблица 1.4.1. Динамика изменения собственного максимума потребления мощности электростанций за последние 5 лет

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7571	7936	7673	8211	8196
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-99	365	-263	538	-15
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,29	4,82	-3,31	7,01	-0,18

Исходя из данной информации, можно сделать вывод, что потребление мощности в энергосистеме Иркутской области за последний год практически не изменилось.



Рисунок 1.5. Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области с разделением по энергорайонам за 2019 год приведена в таблице 1.4.3. Сведения о наличии резерва мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области по станциям на час прохождения максимума 07:00 6 февраля 2019 года представлены в таблице 1.4.2.

Таблица 1.4.2. Наличие резервов мощности на ЭС энергосистемы Иркутской области

Резерв на электростанциях энергосистемы Иркутской области, МВт	1016,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	21,43
Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	82,4
Иркутская ТЭЦ-9	52,0
Иркутская ТЭЦ-10	153,5
Иркутская ТЭЦ-11	149,1
Ново-Иркутская ТЭЦ	0,4
Усть-Илимская ТЭЦ	198,9
Ново-Зиминская ТЭЦ	50,8
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	0,0
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	0,0
Иркутская ТЭЦ-12	0,0
Иркутская ТЭЦ-16	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0,0
Иркутская ГЭС	0,0
Братская ГЭС	300,9
Усть-Илимская ГЭС	6,7
Мамаканская ГЭС	0,0

ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	0,0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	0,0

Таблица 1.4.3. Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области за 2019 год

Месяц	Братский энергорайон		Усть-Илимский энергорайон		Иркутско-Черемховский энергорайон		Тулуно-Зиминский энергорайон		Бодайбинский энергорайон	
	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц	МАХ, МВт	за месяц
январь	2974,0	2135,9	672,0	423,4	3 495,0	2329,3	819,0	524,9	96,0	63,8
февраль	3016,0	1950,2	676,0	377,3	3 655,0	2106,1	848,0	475,9	83,0	47,3
март	2845,0	2063,6	571,0	362,4	2 844,0	1937,8	706,0	446,5	83,0	50,4
апрель	2786,0	1970,0	551,0	331,6	2 648,0	1721,7	670,0	395,4	87,0	53,8
май	2763,0	1981,1	543,0	316,9	2 493,0	1607,6	661,0	353,6	125,0	61,2
июнь	2670,0	1877,2	489,0	274,1	2 299,0	1401,9	575,0	306,5	111,0	61,2
июль	2677,0	1947,2	432,0	273,7	2 156,0	1397,8	501,0	275,3	123,0	58,8
август	2702,0	1950,8	476,0	281,3	2 130,0	1432,3	540,0	306,4	116,0	65,9
сентябрь	2756,0	1925,3	494,0	282,6	2 494,0	1518,1	595,0	338,5	124,0	67,1
октябрь	2873,0	2000,7	764,0	400,3	2 795,0	1839,1	672	413,4	136,0	79,4
ноябрь	2985,0	1934,6	817,0	494,4	3 395,0	2123,2	784	470,8	125,0	76,0
декабрь	3013,0	2043,5	844,0	549,9	3 535,0	2343,0	821	504,6	120,0	78,0
Итого:	3016,0	23780,0	844,0	4367,9	3 655,0	21758,0	848,0	4 811,8	136,0	762,9

1.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основными группами потребителей за последние 5 лет

Тепловое хозяйство Иркутской области по состоянию на начало 2020 года представлено следующими объектами:

- 12 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»;
- 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 электротбойлерных установок.

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

Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области в период с 2015 по 2019 годы представлена в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1. Структура отпуска тепловой энергии в Иркутской области за период 2015–2019 годов, млн Гкал

Источник тепловой энергии	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск тепловой энергии, всего	41,40	40,40	39,60	38,23	38,17
ПАО «Иркутскэнерго»	19,72	20,30	19,97	20,99	20,67
ТЭС «Группа Илим» и ООО «Теплоснабжение»	6,78	6,86	6,63	4,46	4,46
Котельные и ТУУ	14,90	13,30	13,00	12,82	13,04

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2019 году отпущено 38,17 млн Гкал. За рассматриваемый период с 2015 по 2019 год снижение потребления тепла составило 7,8 %. Отпуск тепловой энергии электростанциями ПАО «Иркутскэнерго» за рассматриваемый период увеличился на 4,8 %. Снижение объемов выработки тепла котельными области в период с 2015 по 2019 год составило 12,5%. Динамика потребления тепловой энергии в Иркутской области, разделенная на группы потребителей ПАО «Иркутскэнерго» представлена в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2. Динамика потребления тепловой энергии потребителей ПАО «Иркутскэнерго» за 2015-2019 годы

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Объем потребления теплотенергии, тыс. Гкал	18 368,7	18 953,1	18 653,0	19 697,8	19 346,8
Объем потребления теплотенергии в органах государственной власти и государственных учреждениях, тыс. Гкал	1 423,3	1 555,1	1 527,2	1 650,9	1 475,2
Объем потребления теплотенергии в многоквартирных домах, тыс. Гкал	8 260,1	8 796,9	8 737,4	8 572,2	9 033,9
Объем потребления теплотенергии промышленными и прочими потребителями, тыс. Гкал	6 367,9	6 236,6	6 091,5	7 146,9	8 260,9

По данным таблицы 1.5.2. видно, что потребление тепловой энергии за рассматриваемый период выросло на 5,3 %. Наибольшее увеличение потребления касается группы промышленных потребителей и составляет 29,7 %. Тепловая потребность населения увеличилась на 9,4 % по сравнению с 2015 годом.

Динамика отпуска тепловой энергии источником теплоснабжения ООО «Теплоснабжение» представлена в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3. Динамика отпуска тепловой энергии ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» за 2015-2019 годы

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность	Гкал/ч	421,85	421,85	421,85	390,40	292,80
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	61,15	58,53	56,40	66,89	97,60
Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	208275	175864	141882	228392	333240

Динамика потребления тепловой энергии от котельных, в виде прироста/уменьшения присоединенной нагрузки, представлена в таблице 1.5.4, по которой можно увидеть, как менялась ситуация в регионах. Общее количество котельных с каждым годом уменьшается, часть потребителей расселяется, а нагрузка между котельными, находящимися поблизости, перераспределяется.

Таблица 1.5.4. Динамика потребления тепловой энергии от котельных

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	
1	г. Братск	109,40	109,40	109,388	-0,01
2	г. Зима	31,07	29,76	31,0323	-0,12
3	г. Иркутск	799,47	666,80	774,28	-3,15
4	г. Саянск	0,00	0,00	0,00	
5	г. Свирск	50,19	50,19	49,343	-1,69
6	г. Тулун	80,02	80,02	80,02	0,00
7	г. Усолье-Сибирское	0	0	0	
8	г. Усть-Илимск	9,25	1,06	1,16	-87,46
9	г. Черемхово	12,95	12,95	12,7	-1,93
10	Ангарский район	3,41	3,30	3,42	0,18
11	Балаганский район	6,13	6,95	7,639	24,66
12	Бодайбинский район	83,44	80,40	74,99	-10,12
13	Братский район	68,33	68,30	69,239	1,33
14	Жигаловский район	6,15	6,15	4,2	-31,71
15	Заларинский район	34,64	35,42	36,639	5,77
16	Зиминский район	5,68	7,99	7,046	24,14
17	Иркутский район	42,66	42,66	42,66	0,00
18	Казачинско-Ленский район	41,31	35,50	35,588	-13,85
19	Катангский район	4,40	4,40	4,4	0,00
20	Качугский район	12,69	12,69	12,685	0,00
21	Киренский район	32,68	19,40	44,7	36,78
22	Куйтунский район	26,60	26,60	26,1	-1,88
23	Мамско-Чуйский район	17,76	17,76	16,64	-6,31
24	Нижнеилимский район	67,16	60,19	100,57	49,75
25	Нижнеудинский район	129,63	89,60	90,881	-29,89
26	Ольхонский район	12,11	12,11	12,511	3,30
27	Слюдянский район	156,26	156,26	58,3952	-62,63
28	Тайшетский район	95,56	101,33	93,112	-2,56
29	Тулунский район	19,28	21,19	18,5883	-3,59
30	Усольский район	50,76	50,76	77,586	52,85
31	Усть-Илимский район	38,25	38,25	55,8	45,88
32	Усть-Кутский район	184,27	184,27	183,09	-0,64
33	Усть-Удинский район	9,29	9,09	12	29,17
34	Черемховский район	33,53	33,53	33,53	0,00
35	Чунский район	39,99	39,99	44,595	11,52
36	Шелеховский район	5,25	9,48	4,366	-16,81
37	Аларский район	9,01	9,01	10,38	15,21
38	Баяндаевский район	3,81	3,81	3,807	-0,08

№	Наименование муниципального образования	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Прирост нагрузки, %
		2017	2018	2019	
39	Боханский район	10,40	10,40	10,4	0,00
40	Нукутский район	5,97	5,76	5,772	-3,32
41	Осинский район	5,35	4,76	4,769	-10,86
42	Эхирит-Булагатский район	27,28	27,26	27,277	0,00
Всего:		2381,37	2184,74	2291,3	-3,78

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период с 2015 по 2019 год представлена в таблице 1.5.5.

Таблица 1.5.5. Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2015–2019 годах, млн Гкал

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
обрабатывающие производства	17,2	17,2	18,1	18,5	18,6
добыча полезных ископаемых	0,59	0,45	0,59	0,60	0,62
прочие	2,7	2,8	2,4	2,6	4,285
Итого промышленность	20,4	20,5	21,1	21,7	23,35
прочие виды коммунальной деятельности	5,1	4,5	3,6	3,7	3,787
население	10,9	10,6	10,3	10,5	10,877
Потребление тепловой энергии, всего	36,4	35,6	35,0	35,9	38,17

Потребление тепла промышленностью в период с 2015 по 2019 год увеличилось на 14,4 %. Общее потребление Иркутской области возросло на 4,9 %. Сравнение структуры потребления тепловой энергии от общего объема представлено на рисунке 1.6.

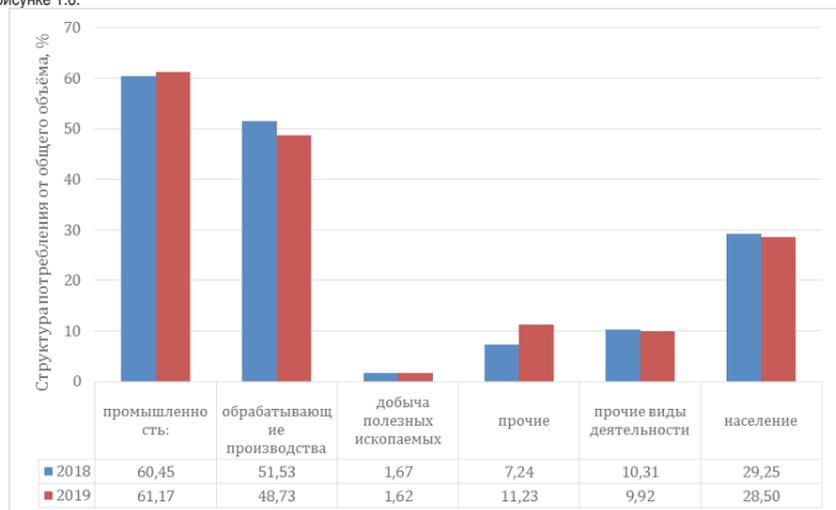


Рисунок 1.6. Сравнение структуры потребления тепловой энергии от общего объема

В структуре потребления тепловой энергии за рассматриваемый период значительных изменений не произошло. Доля промышленности увеличилась на 0,72 % и в 2019 году достигла 61,45 %, при этом сокращение доли теплоснабжения непромышленных предприятий сократилось с 10,31 % в 2018 году до 9,92 % в 2019 году. Доля потребления тепловой энергии населением в общей структуре теплоснабжения уменьшилась на 0,75 % и в 2019 году составила 28,5 %, доля коммунальной сферы уменьшилась на 0,39 % и на конец рассматриваемого периода составила 9,92 %.

1.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований

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 1.6.1.

Таблица 1.6.1. Данные по системам теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области в 2019 году

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	32,7	67,3
г. Зима	11	45,42	31,03	14,38	31,7	68,3
г. Иркутск	34	826,30	774,28	52,02	6,3	93,7
г. Свирск	4	83,28	49,34	33,93	40,8	59,2
г. Тулун	24	136,34	80,02	56,32	41,3	58,7
г. Усть-Илимск	3	3,16	1,16	2,00	63,3	36,7
г. Черемхово	19	30,34	12,70	17,64	58,1	41,9
Ангарский район	3	8,78	3,42	5,36	61,0	39,0
Балаганский район	21	11,28	7,64	3,65	32,3	67,7
Бодайбинский район	22	166,26	74,99	91,27	54,9	45,1
Братский район	56	132,60	69,23	63,36	47,8	52,2
Жигаловский район	14	13,30	4,20	9,10	68,4	31,6
Заларинский район	30	93,94	36,64	57,30	61,0	39,0
Зиминский район	27	24,23	7,04	17,19	70,9	29,1
Иркутский район	36	86,61	42,66	43,95	50,7	49,3
Казачинско-Ленский район	11	49,10	35,59	13,51	27,5	72,5
Катангский район	8	6,10	4,40	1,70	27,9	72,1
Качугский район	42	28,81	12,68	16,12	56,0	44,0
Киренский район	18	71,70	44,70	27,00	37,7	62,3
Куйтунский район	44	47,23	26,10	21,13	44,7	55,3
Мамско-Чуйский район	9	46,92	16,64	30,28	64,5	35,5
Нижнеилимский район	26	176,83	100,57	76,26	43,1	56,9
Нижнеудинский район	79	191,49	90,88	100,61	52,5	47,5
Ольонский район	13	15,17	12,51	2,66	17,6	82,4
Слюдянский район	21	97,96	58,39	39,56	40,4	59,6
Тайшетский район	63	225,05	93,11	131,94	58,6	41,4
Тулунский район	38	28,36	18,58	9,77	34,5	65,5
Усольский район	37	136,13	77,58	58,54	43,0	57,0
Усть-Илимский район	13	98,84	55,80	43,04	43,5	56,5
Усть-Кутский район	21	321,70	183,09	138,61	43,1	56,9
Усть-Удинский район	18	19,30	12,00	7,30	37,8	62,2
Черемховский район	23	118,04	33,53	84,51	71,6	28,4
Чунский район	31	115,57	44,59	70,98	61,4	38,6
Шелеховский район	16	14,84	4,36	10,47	70,6	29,4
Аларский район	36	11,70	10,38	1,32	11,3	88,7
Баяндаевский район	20	12,32	3,80	8,52	69,1	30,9
Боханский район	32	13,12	10,40	2,72	20,7	79,3
Нукутский район	22	12,41	5,77	6,64	53,5	46,5
Осинский район	18	7,89	4,77	3,12	39,6	60,4
Эхирит-Булагатский район	25	40,29	27,27	13,01	32,3	67,7
Итого	995	3731,34	2291,30	1440,04	-	-

Из таблицы 1.6.1. видно, что 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-Илимск и Черемхово.

Наиболее крупные промышленные потребители с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия за 2019 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 «Саянскимпласт» – 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 1.6.2. Наиболее крупные промышленные потребители, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований Иркутской области, с указанием их потребности в тепловой энергии и источников ее покрытия за 2019 год, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	Крупные потребители	Договорная нагрузка, Гкал/ч	
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	
Усть-Илимская ТЭЦ (УИТЭЦ)	Паровые нагрузки:		
	ЛПК - АО «Группа Илим»	225	
	Горячая вода:		
	г. Усть-Илимск	696,2	
	ТЭЦ-11	Горячая вода:	
		г. Усолье-Сибирское	400,5
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)	Паровые нагрузки:		
	г. Саянск, г. Зима	304,2	
Ново-Иркутская ТЭЦ (НИТЭЦ)	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная СПУ	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	
	УК 272/19, УЦ ГУФСИН	5,7	
	р.п. Марково	16,0	
	ООО «СибТех»	1,8	
Котельная №1 АО «Каравай»	Паровые нагрузки:		
	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	25,8	
	Филиал «Пивоварня Хейнекен Байкал»	14,0	
	ИП Беренгард Ю.Г.	1,4	
	ООО «Блок+»	0,3	
	Горячая вода:		
	Левобережная часть г. Иркутск	691,9	

Источник	Ст.№	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7) (г. Братск)	4	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1965			75	1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города 3. ООО «СКДП»
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1980			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1983			75	
	7	БКЗ-75-39 ФБ	1985			75	
	8	БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)	1987			75	
ЦРГК ТЭЦ-6	9	БКЗ-75-39 ФБ	1990			75	
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ				75	
	3	КВ-ТК 100-150-6			100		
ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	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		
Участок №1 ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	7	Р-25-90/18 (планируется вывод 01.09.2020)	1961	24	160		
	9	ПТ-30-90/10 (планируется вывод 01.09.2020)	1954	30	120		
	10	ПТ-25-90/10 (планируется вывод 01.09.2020)	1954	25	73		
	Котлы						
	12	ПК-10	1955			230	
	13	ПК-10	1955			230	
	14	ПК-10	1955			230	
	15	ПК-10	1955			230	
	16	ПК-10	1956			230	
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		
ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское)	Парк турбинного оборудования						
	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. Черемхово)	Парк турбинного оборудования						
	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	
	1	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8			
2	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8				
3	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8				
4	КЭВ-8000/6 IIIЦ	1997	8				

Источник	Ст.№	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
ТЭЦ-16 г. Железногорск-Илимский	Парк турбинного оборудования						
	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-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск)	Парк турбинного оборудования						
	1	ПТ-60-130/13	1975	60	146		
	2	ПТ-60-130/13	1976	60	146		
	3	Т-175/210-130	1980	175	280		
	4	Т-175/210-130	1984	175	280		
	5	Т-185/220-130	1987	185	290		
	6	Р-50-130/13	2013	53	190		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1975			420	
	2	БКЗ-420-140-6	1976			420	
	3	БКЗ-420-140-6	1979			420	
	4	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	5	БКЗ-500-140-1С	1984			500	
	6	БКЗ-500-140-1С	1985			500	
	7	БКЗ-500-140-1С	1987			500	
8	БКЗ-820-140-1С	1996			820		
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (г. Шелехов)	Парк турбинного оборудования						
	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	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	ПТ-80/100-130/13	1981	80	210		
	2	ПТ-100/114-130/13	1982	100	196		
	3	ПТ-80/100-130/13	1983	80	210		
Котлы							
1	БКЗ-420-140-6	1980			420		
2	БКЗ-420-140-6	1981			420		
3	БКЗ-420-140-6	1983			420		
4	БКЗ-420-140-7	1990			420		

1.7. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области и информация по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем году
В Иркутской области расположены электростанции, принадлежащие ПАО «Иркутскэнерго», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Витимэнергообит», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий. По состоянию на 1 января 2020 года установленная мощность электростанций Иркутской области составляет 13132,1 МВт. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области с разбивкой по собственникам электростанций представлена в таблице 1.1.1 в пункте 1.1.1. «Производство электроэнергии в Иркутской области», в таблице 1.7.1 и на рисунке 1.7. настоящего раздела.

Таблица 1.7.1. Суммарная установленная мощность электростанций, действующих в Иркутской области, по состоянию на 31 декабря 2019 года, МВт

Показатель	Годы				
	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность всего на конец года	13249,1	13249,1	13162,1	13132,1	13132,1
в том числе: ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
(включая Мамаканскую ГЭС)					
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4160,7	4160,7	4073,7	4043,7	4043,7

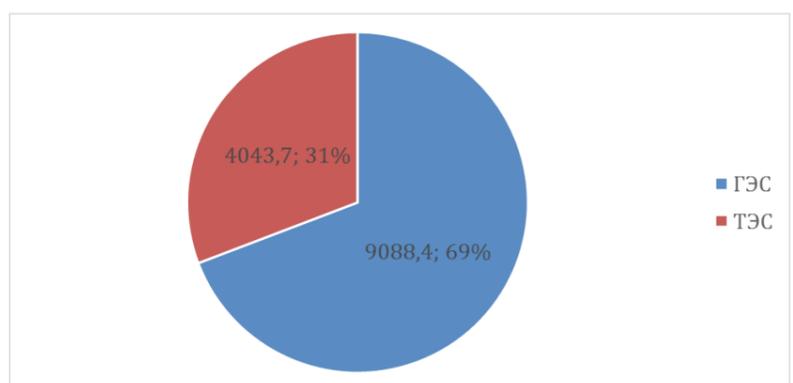


Рисунок 1.7. Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2019 году

Последнее изменение установленной мощности было в 2018 году, за счет сокращения мощности ТЭС на 30 МВт, из-за вывода из эксплуатации ТА-7 Иркутской ТЭЦ-11 установленной мощностью 30 МВт.

1.8. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий, установленная мощность которых превышает 5 МВт
Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1. Состав электростанций энергосистемы Иркутской области

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Станции ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»				
1	Иркутская ГЭС	662,4	-	1959
2	Братская ГЭС	4500,0	-	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840,0	-	1979
Станции АО «Витимэнергообьт»				
16	Мамаканская ГЭС	86,0	-	1963
Станции ООО «Теплоснабжение»				
17	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24,0	282,8	1965
Станции ПАО «Иркутскэнерго»				
4	Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	79,0	829,9	1955
5	Шелеховский участок Н-И ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18,0	346,7	1962
6	ТЭЦ-6	270,0	1442,6	1965
7	Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6	12,0	300,8	1961
8	ТЭЦ-9	540,0	2402,5	1959
9	ТЭЦ-10	1110,0	563,0	1962
10	ТЭЦ-11	320,3	1056,9	1959
11	ТЭЦ-12	12,0	190,0	1932
12	ТЭЦ-16	18,0	249,0	1965
13	Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	1729,1	1975
14	Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	1015,0	1978
15	Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	818,7	1983
Станции промышленных предприятий				
18	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске	113,0	н/д	1966
19	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	44,4	н/д	1979

Таблица 1.8.2. Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Количество, шт.	Мощность, МВт
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	42	9002,4
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	54	3862,3
ГЭС АО «Витимэнергообьт»	4	86,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	3	24,0

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

1.9. 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 3 года 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 1.9.1 и 1.9.2.

Таблица 1.9.1. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Установленная мощность, кВт			Объем ежегодного производства электрической энергии, млн. кВт.ч			Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт.ч, гр/кВт.ч		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	30	30	30	0,110	0,110	0,110	0,235	0,235	0,235
	ДЭС с. Хамакар	30	30	30	0,110	0,110	0,110	0,235	0,235	0,235
	ДЭС с. Оськино	20	20	20	0,074	0,074	0,074	0,246	0,246	0,246
	ДЭС д. Тетя	20	20	20	0,074	0,074	0,074	0,246	0,246	0,246
	ДЭС уч. Инаригда	5	5	5	0,019	0,019	0,019	0,22	0,22	0,22
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	1018,2	1018,2	1259,2	1,27	1,27	0,74 за 9 мес	280,8	284,4	283,33 за 9 мес
Аносовское МО	Дизельная электрическая станция	1030	1030	1030	0,64	1,25	0,90	393	418	373
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,19	0,43	0,26	423	431	423
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	180	180	180	0,08	0,18	0,13	365	425	419
Подволоченское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,20	0,36	0,28	425	461	426
Раздольинское МО	Дизельная электрическая станция	175	175	275	0,11	0,28	0,23	348	412	359
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	200	200	200	0,13	0,26	0,17	348	373	357
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	300	300	300	0,28	0,58	0,43	311	352	358
Мартыновское МО	Дизельная электрическая станция	90	90	90	0,09	0,17	0,10	281	348	359
	ДЭС с. Наканно	60	60	60	0,04	0,10	0,08	331	370	344
	ДЭС с. Оськино	30	30	30	0,04	0,07	0,05	331	394	371
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	30	30	30	0,08	0,12	0,10	331	329	287
МО «Казачинско-Ленский район»	Дизельная электрическая станция	-	12	12	0,00	0,03	0,03	-	351	380
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	-	-	160	0,00	0,00	0,08	-	-	376
МО «Жигаловский район»	Дизельная электрическая станция	-	-	100	0,00	0,00	0,06	-	-	357
МО «Нижнеилимский район»	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	60	60	60	0,09	0,09	0,18	0,297	0,299	0,289
Петропавловское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Сполошино	60	60	30	0,28	0,26	0,28	338,9	338,9	338,9
Визириновское сельское поселение Киренского района	ДЭС п. Визирный	220	220	220	0,62	0,64	0,64	398,1	397,1	398,1
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	200	200	200	0,70	0,71	0,73	378,8	378,8	378,8
	ДЭС д. Мироново	75	75	75	0,30	0,29	0,30	351,3	351,3	351,3
МО «Киренский район»	ДЭС с. Краснояроро	50	50	50	0,22	0,21	0,22	327,8	327,8	327,8
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Пашня	60	60	60	0,12	0,11	0,11	320,9	320,9	320,9
	ДЭС д. Усть-Киренга	60	60	60	0,19	0,18	0,18	338,2	338,2	338,2
Бодайбинское МО	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	60	60	60	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3
Карахунское МО	ДЭС п. Карахун	1485	1485	1485	1,89	2,85	2,91	0,4/0,3	0,3/0,2	0,3/0,2
	ДЭС п. Южный	130	160	130	0,13	0,21	0,17	0,6/0,4	0,6/0,4	0,6/0,4
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	1720	1720	1720	2,52	2,99	3,00	0,4/0,3	0,4/0,3	0,4/0,3
Наратское МО	ДЭС п. Наратай	530	530	530	0,98	1,18	1,21	0,5/0,3	0,5/0,3	0,5/0,3
Мамское МО	ПАЭС 2500	2500	2500	2500	58,41	95,40	0,00	0,665	0,665	0,665
Луговское МО	ДГА-315	315	315	315	0,08	0,06	0,12	0,252	0,252	0,252
Витимское МО	ЭД-200-Т400-1РН	200	200	200	-	-	-	-	-	-

МО «Нижнеилимский район»	АНГА-3 ДЭУ Солнечные панели	320	320	640	0,41	0,66	0,40	0,434	0,101	0,104
		725	725	880	0,76	0,63	0,60	0,384	0,367	0,176
Усть-Кутское МО	ДЭУ	610	610	610	0,49	0,49	0,37	0,396	0,354	0,27
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
ИТОГО:	ДЭУ	8595	8625	9250	17,98	19,44	15,01	2,431	2,039	2,937
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39
	ДЭС	-	-	60	0,00	0,00	0,11	-	-	0,39

Таблица 1.9.2. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях Иркутской области

Муниципальное образование Иркутской области	Наименование генерирующего объекта	Фактические ежегодные расходы на производство 1 квт.ч., (руб./кВт.ч)			Объем ежегодного субсидирования, приходящийся на генерирующий объект (млн.р.)			Одноставочный экономически обоснованный тариф, (руб./кВт.ч)		
		2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Ербогаченское МО	ДЭС с. Наканно	28,6	33,5	-	25,9	30,5	38,3	28,6	33,5	44,2
	ДЭС с. Хамакар	28,6	33,5	-	25,9	30,5	38,3	28,6	33,5	44,2
	ДЭС с. Оськино	28,6	33,5	-	17,4	20,5	25,8	28,6	33,5	44,2
	ДЭС д. Тетя	28,6	33,5	-	17,4	20,5	25,8	28,6	33,5	44,2
	ДЭС уч. Инаригда	28,6	33,5	-	4,5	5,2	6,6	28,6	33,5	44,2
Аршанское сельское поселение Тулунского района	Дизельная электрическая станция	32,2	32,3	29,7 за 9 мес	18,5	21,7	31,6	18,69/18,69	18,69/23,89	23,89/39,26
Аносовское МО	Дизельная электрическая станция	16,1	24,9	24,25	11,2	24,6	29,8	20,81	50,87	61,18
Аталанское МО	Дизельная электрическая станция	20,0	28,3	31,05	3,0	7,1	8,6	20,81	50,87	61,18
Ключинское МО	Дизельная электрическая станция	22,6	33,1	39,56	1,3	3,0	3,7	20,81	50,87	61,18
Подволоченское МО	Дизельная электрическая станция	19,2	29,7	30,4	2,9	7,7	9,4	20,81	50,87	61,18
Раздольинское МО	Дизельная электрическая станция	15,6	24,9	25,31	1,7	4,5	5,4	30,3	56,80	65,19
Ольхонское МО	Дизельная электрическая станция	18,5	19,8	13,24	2,1	4,9	5,6	27,97	60,08	67,84
Карамское МО	Дизельная электрическая станция	18,4	25,1	28,41	6,0	12,4	13,8	28,76	60,01	69,72
	Дизельная электрическая станция	16,6	27,8	32,06	1,9	3,9	4,6	28,76	60,01	69,72
Мартыновское МО	Дизельная электрическая станция	22,8	34,5	34,84	0,9	1,9	2,1	28,76	60,01	69,72
	Дизельная электрическая станция	21,34	37,72	40,34	0,7	1,5	1,7	28,76	60,01	69,72
Казачинское сельское поселение	Дизельная электрическая станция	13,35	28,09	26,18	1,9	3,9	4,5	28,76	60,01	69,72
МО «Казачинско-Ленский район»	Дизельная электрическая станция	18,7	30,17	30,24	1,1	2,3	2,6	28,76	60,01	69,72
Вершино-Тутурское МО	Дизельная электрическая станция	-	47,79	40,85	1	2,1	2,4	28,76	60,01	69,72
МО «Жигаловский район»	Дизельная электрическая станция	-	-	34,44	-	-	3,9	-	-	76,5
МО «Нижнеилимский район»	Дизельная электрическая станция	-	-	41,27	-	-	2,6	-	-	76,18
МО «Нижнеилимский район»	Дизельная электрическая станция АД-60С-Т400-Р	38,15	38,8	43,21	2,78	2,77	6,46	37,22	37,22	37,22/49,11
Петропавловское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Сполошино	18,03	19,74	22,1	4,46	4,98	5,99	19,71	21,85	26,46
Визириновское сельское поселение Киренского района	ДЭС п. Визирный	18,03	19,74	22,1	11,2	12,9	15,6	19,71	21,85	26,46
Коршуновское сельское поселение Киренского района	ДЭС с. Коршуново	18,03	19,74	22,1	14,64	16,64	20,13	19,71	21,85	26,46
МО «Киренский район»	ДЭС д. Мироново	18,03	19,74	22,1	-	-	-	19,71	21,85	26,46
Макаровское сельское поселение	ДЭС с. Краснояроро	18,03	19,74	22,1	3,5	3,8	4,6	19,71	21,85	26,46
	ДЭС д. Пашня	18,03	19,74	22,1	5,02	5,29	6,47	19,71	21,85	26,46
Макаровское сельское поселение	ДЭС д. Усть-Киренга	18,03	19,74	22,1	-	-	-	19,71	21,85	26,46
Бодайбинское МО	ДЭС 60 кВт с. Большой Патом	0,2	0,2	0,2	2,4	2,4	2,8	12,25	12,25	14,59
	ДЭС п. Карахун	14,7	10,4	14,1	17,156	40,587	88,857	14,99	38,68	86,35
Карахунское МО	ДЭС п. Южный	35,96	20,81	53,67	-	-	-	-	-	-
Озернинское МО	ДЭС п. Озерный	14,56	11,73	19,92	26,291	37,166				

Усть-Илимская ТЭЦ	1 054,74	970,63	1 013,61	975,49	895,83	1,73
Ново-Зиминская ТЭЦ	955,69	930,45	949,74	938,31	998,60	1,56
Итого ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»:	11 269,29	11 049,55	11 826,48	12 843,80	11 799,93	20,49
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	52,22	55,45	46,97	52,80	57,34	0,10
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»:	52,22	55,45	46,97	52,80	57,34	0,10
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	351,72	496,32	465,28	540,21	538,35	0,94
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	354,70	350,07	366,32	358,26	316,77	0,55
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	706,42	846,39	831,60	898,47	855,13	1,49
ВСЕГО:	47 950,90	49 316,04	47 871,01	50 945,41	57 577,48	100

На рисунках 1.8 и 1.9 представлены структуры выработки электроэнергии ТЭЦ и ГЭС Иркутской области в 2019 году соответственно.

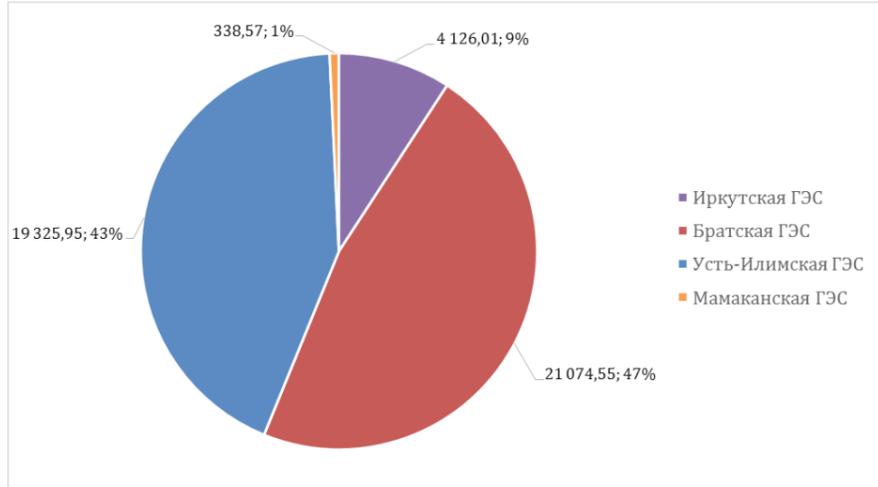


Рисунок 1.8. Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2019 году, млн. кВт·ч

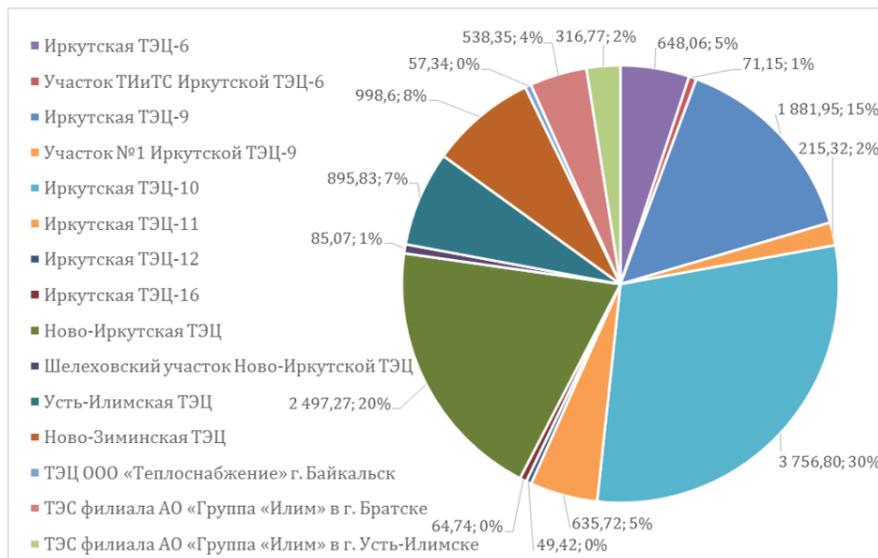


Рисунок 1.9. Структура выработки электроэнергии ТЭЦ Иркутской области в 2019 году, млн. кВт·ч

1.11. 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 среднемголевой 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 ЭС Иркутской области в 2015-2019 годах на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 1.11.1.

Таблица 1.11.1. Баланс электрической мощности ЭС Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	Год				
	2015 24.12.2015 13:00	2016 18.01.2016 14:00	2017 12.12.2017 04:00	2018 27.12.2018 05:00	2019 06.02.2019 7:00
Максимум потребления мощности	7 571,0	7 936,0	7 673,0	8 210,5	8 196,20
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы	13 249,1	13 249,1	13 162,1	13 132,1	13 132,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС, в том числе:	4 160,7	4 160,7	4 073,7	4 043,7	4 043,7
электростанции промышленных предприятий	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4
Резерв мощности	1 993,6	1 268,3	2 795,2	3 032,9	1016,0
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	2 809,8	2 589,1	2 950,8	2 383,5	2 163,9
Располагаемая мощность	10 457,9	10 705,3	10 252,6	10 752,9	10 982,3
Рабочая мощность	8 894,0	9 379,6	9 197,0	10 083,5	9 568,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	1 323,0	1 443,6	1 524,0	1 873,0	1 371,8
Нагрузка электростанций	6 900,3	8 111,3	6 401,8	7 050,6	8 551,9
Сальдо энергосистемы Иркутской области	670,5	-175,3	1 270,8	1 159,9	355,8

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2015-2019 годах представлен в таблице 1.11.2 и на рисунке 1.10.

Таблица 1.11.2. Выработка электроэнергии энергосистемы Иркутской области, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии, в том числе:	47 950,9	49 316,0	47 871,0	50 945,4	57 577,5
ГЭС	35 923,0	37 364,6	35 166,0	37 150,3	44 865,1
ТЭС, в том числе:	12 028,0	11 951,4	12 705,0	13 795,1	12 712,4
электростанции промышленных предприятий	706,4	846,4	831,6	898,5	855,1
Электропотребление на территории ЭС	52 467,1	53 209,4	53 298,6	55 056,4	55 480,6
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «-» выдача	4 516,2	3 893,3	5 427,6	4 111,0	-2 096,9

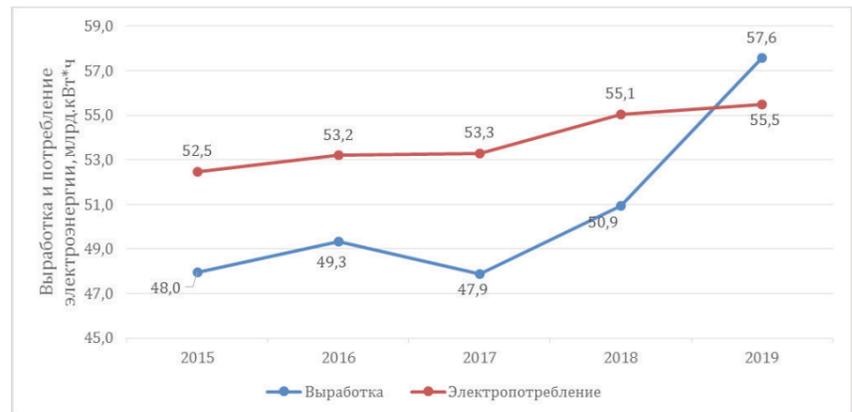


Рисунок 1.10. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области

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 2015 – 2018 годы балансы электрической энергии складывались с сальдо перетоками электроэнергии из соседних энергосистем в связи с ухудшением гидрологической обстановки, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края. Однако в 2019 году ситуация нормализовалась и избытки электрической энергии передаются в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

Отмеченный рост электропотребления в 2016-2017 годах связан с возвратом метеоситуации в стандартную климатическую норму в отличие от 2014-2015 годов, когда наблюдались аномально теплые погодные условия.

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

Иркутская область является одной из наиболее энергоёмких регионов страны и так как она характеризуется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоёмких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.), энергоэффективность ее экономики характеризуется энергоёмкостью и электроёмкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энергоёмкостью 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 приведены в таблице 1.12.1.

Таблица 1.12.1. Основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2015	2016	2017	2018	2019
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год, тыс. чел.	2 413,8	2 410,8	2 406,5	2 400,9	2 396,0 (оценка)
2	Активное население на конец года, тыс. чел.:	1 259,0	1 247,0	1 212,8	1 184,4	1 183,0 (оценка)
2.1	в том числе занятое, тыс. чел.	1 156,0	1 137,0	1 096,1	1 084,8	1 076,6 (оценка)
3	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	47 950,9	49 316,0	47 871,0	50 944,1	57 577,5
4	Производство тепловой энергии, млн. Гкал	41,2	40,4	39,3	42,3	41,1
5	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	52 467,1	53 209,4	53 298,6	55 056,4	55 480,6
6	Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	36,4	35,6	35,8	39,2	38,17
7	Расход топлива, млн. т у.т.	11,7	11,8	11,4	12,2	12,25
8	Производство тепловой энергии, млн. т у.т.	5,9	5,7	5,6	6,0	6,1
9	Производство электроэнергии, млн. т у.т.	5,9	6,0	5,8	6,2	6,15
10	ВРП, млрд. руб.	1 001,7	1 066,4	1 194,7	1 392,9	1 432,6 (оценка)
11	Энергоёмкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.	24,05	22,36	18,43	19,6	18,6
12	Электроёмкость ВРП, кВт·ч/тыс.руб.	52,4	49,8	43,1	44,3	40,2
13	Потребление электроэнергии на душу населения, МВт·ч/чел в год	21,7	22,1	22,1	22,9	23,1
14	Электрооборуженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике	45,4	46,8	48,3	50,18	50,69

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоёмкости, так и электроёмкости валового регионального продукта (ВРП). В 2015 году энергоёмкость ВРП составила 24,05 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2019 году эта величина уже равна 18,6 кг у.т./тыс. руб., то есть за рассматриваемый период энергоёмкость ВРП снизилась почти на 30%. За этот же период так же снизилась электроёмкость ВРП на 23,3% 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 энергоёмких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, и реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоёмкости продукции – важное направление экономического развития области. Решающее значение для снижения энергоёмкости 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 экономики и санкции за перерасход энергии.

Все это позволяет систематически снижать энергоёмкость общественного продукта.

1.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства Иркутской области 110 кВ и выше

Электросетевой комплекс Иркутской области в переводе на одноцепное исполнение представляет собой 18653,55 км линий электропередач, 16 208 трансформаторных подстанций номиналом от 0,4 до 500 киловольт, всего 410 915 условных единиц оборудования.

Доли сетевых компаний в структуре сетевого хозяйства следующие:

- ОАО «ИЭСК» (52%);
- ОГУЭП «Облкомунэнерго» (19%);
- ЗАО «Братская электросетевая компания» (7%);
- ВСЖД филиал ОАО «РЖД» (8%);
- ЗАО «Витимэнерго» (2%);

1.13.1 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 протяженности 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 1.13.2 и 1.13.3.

Перечень существующих ЛЭП, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, представлен в Таблице на стр. 330.

Таблица 1.13.1. Протяженность ВЛ, КЛ и трансформаторная мощность ПС и ЭС по классам напряжения на 1 января 2020 года

Класс напряжения	Количество ВЛ	Количество трансформаторных подстанций	Суммарная трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	24	309	39 195
220 кВ	100		
110 кВ	274		

Таблица 1.13.2. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01 января 2020 года, км

Наименование собственника	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
Энергосистема, всего, в т.ч.	7191,59	7474,84	3987,92	18653,55
ЛЭП сетевых организаций	7050,01	6709,56	3777,365	17537,41
ОАО «ИЭСК»	6676,67	4561,40	3263,12	14501,19
АО «Витимэнерго»	625,00	212,00	-	837,00

Наименование собственника	110 кВ	220 кВ	500 кВ	Всего
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 «БЭСК»	1,60	-	-	1,60
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,50	-	-	81,50
АО «Электросеть»	13,45	-	-	13,45
ОАО «ЭК «Радан»	1,40	-	-	1,40
ЛЭП потребительские	140,58	765,28	210,27	1116,14
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

Таблица 1.13.3. Перечень существующих подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Наименование собственника	Наименование ПС	
	500 кВ	110 кВ
ОАО «ИЭСК»	-	ПС 110 кВ Баяндай
Филиал Восточные электрические сети	-	ПС 110 кВ Жигалово
	-	ПС 110 кВ Знаменка
	-	ПС 110 кВ Карлук
	-	ПС 110 кВ Качуг
	-	ПС 110 кВ Никольск
	-	ПС 110 кВ Новая Уда
	-	ПС 110 кВ Оёк
	-	ПС 110 кВ Оса
	-	ПС 110 кВ Пивовариха
	-	ПС 110 кВ Тихоновка
Филиал Западные электрические сети	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	ПС 110 кВ Урик
	ПС 500 кВ Озерная	ПС 110 кВ Усть-Орда
	ПС 500 кВ Тайшет	ПС 110 кВ Хомутово
	ПС 500 кВ Тулун	ПС 110 кВ Бирюса
	-	ПС 110 кВ Водопад
Филиал Северные электрические сети	Братский ПП 500 кВ	ПС 110 кВ ЗСМ
	-	ПС 220 кВ БЛПК
	-	ПС 220 кВ Заводская
	-	ПС 220 кВ Киренга
	-	ПС 220 кВ Коршуниха
	-	ПС 220 кВ Лена
	-	ПС 220 кВ Опорная
	-	ПС 220 кВ Падунская
	-	ПС 220 кВ Покусное
	-	ПС 220 кВ Рудногорская
Филиал Центральные электрические сети	ПС 500 кВ Иркутская	ПС 110 кВ Академическая
	УПК Тыреть 500 кВ	ПС 110 кВ Балаганск
	-	ПС 110 кВ Бахтай
	-	ПС 110 кВ Белореченская
	-	ПС 110 кВ Вокзальная
	-	ПС 110 кВ Заря
	-	ПС 110 кВ ЗГО
	-	ПС 110 кВ Еловка
	-	ПС 110 кВ Кутулик
	-	ПС 110 кВ Лесозавод
Филиал Южные электрические сети	ПС 500 кВ Ключи	ПС 110 кВ Мирная
	-	ПС 110 кВ Новожилино
	-	ПС 110 кВ Новонкутск
	-	ПС 110 кВ Промышленная
	-	ПС 110 кВ ПРП
	-	ПС 110 кВ Усольмаш
	-	ПС 110 кВ Цемязавод
	-	ПС 220 кВ Байкальская
	-	ПС 220 кВ БЦБК
	-	ПС 220 кВ Бытовая
МЭС Сибири, Забайкальское ПМЭС	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПС 110 кВ Знаменская
	-	ПС 110 кВ Знаменская-2
	-	ПС 110 кВ ИЗКСМ
	-	ПС 220 кВ Ново-Ленино
	-	ПС 110 кВ Изумрудная
	-	ПС 110 кВ Ерши
	-	ПС 220 кВ Малая Елань
	-	ПС 110 кВ Кировская
	-	ПС 110 кВ Мельниково
	-	ПС 220 кВ Правобережная
АО «Витимэнерго»	-	ПС 110 кВ Октябрьская
	-	ПС 110 кВ Пивзавод
	-	ПС 110 кВ Печная
	-	ПС 110 кВ Рабочая
	-	ПС 110 кВ Спутник
	-	ПС 110 кВ Студенческая
	-	ПС 110 кВ Цимлянская
	-	ПС 110 кВ Центральная
	-	ПС 110 кВ Южная
	-	ПС 220 кВ НПС-6
АО «Первенец»	-	ПС 220 кВ НПС-7
	-	ПС 220 кВ НПС-9
	-	ПС 220 кВ Сухой Лог
	-	ПС 220 кВ Мамакан
	-	ПС 110 кВ Артемовская
	-	РП 110 кВ Полюс
	-	ПС 110 кВ Перевоз
	-	ПС 110 кВ Кропоткинская
	-	ПП 110 кВ Чайангро
	-	ПС 110 кВ Мусковит
ОАО «Друзья»	-	ПС 110 кВ Бодайбинская
	-	ПС 110 кВ Угахан
	-	ПС 110 кВ Ангара
	-	ПС 110 кВ Мараканская
	-	ПС 110 кВ Вачинская
	-	ПС 110 кВ Светлый
	-	ПС 110 кВ Вернинская
	-	ПС 110 кВ Невский
	-	ПС 110 кВ Высочайший
	-	ПС 110 кВ Б.Баллаганах
(ЭЧ-1) Тайшетская дистанция электро-снабжения	-	ПС 110 кВ Замзор
	-	ПС 110 кВ Новочунка
	-	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная
	-	ПС 110 кВ Тайшет-Запад
	-	-

Наименование собственника	Наименование ПС	
	500 кВ	110 кВ
Нижнеудинская дистанция электро-снабжения (ЭЧ-2)	-	ПС 110 кВ ВРЗ
	-	ПС 110 кВ Зима
	-	ПС 110 кВ Нижнеудинск
	-	ПС 110 кВ Тулушка
	-	ПС 110 кВ Харик
	-	ПС 110 кВ Худюланская
	-	ПС 110 кВ Андриановская
	-	ПС 110 кВ Большой Луг
	-	ПС 110 кВ Головинская
	-	ПС 110 кВ Гончарово
(ЭЧ-5) Иркутская дистанция электро-снабжения	-	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 Поджамная
	-	ПС 110 кВ Половина
	-	ПС 110 кВ Рассоха
	-	ПС 110 кВ Суховская
(ЭЧ-6) Мысовская дистанция электро-снабжения	-	ПС 110 кВ Тельма
	-	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское
(ЭЧ-8) Вихоревская дистанция электро-снабжения	-	ПС 220 кВ Байкальск
	-	ПС 220 кВ Слюдянка
(ЭЧ-9) Коршуниха-Ангарская дистанция электро-снабжения	-	ПС 110 кВ Зяба
	-	ПС 110 кВ Кежемская
	-	ПС 110 кВ МПС
	-	ПС 110 кВ Огневка
	-	ПС 110 кВ Турма
Северобайкальская дистанция электро-снабжения (ЭЧ-10)	-	ПС 110 кВ Чушка
	-	ПС 110 кВ Чуна тяговая
	-	ПС 220 кВ Тубинская
	-	ПС 220 кВ Якурим
	-	ПС 110 кВ Ручей
ИНЦ СО РАН	-	ПС 110 кВ Семигорск
	-	ПС 110 кВ Усть-Кут
АО «АЭХК»	-	ПС 110 кВ Хребтовая
	-	ПС 110 кВ Черная
АО «АНХК»	-	ПС 220 кВ Звездная
	-	ПС 220 кВ Кунерма
АО «Братская электросетевая компания»	-	ПС 220 кВ Ния
	-	ПС 220 кВ Ульянов
ООО «Транснефть-Восток»	-	ПС 110 кВ Академическая
	-	ПС 110 кВ Водозабор-1
ООО ЭК «Радан»	-	ПС 110 кВ РЭС Н-3
	-	ПС 110 кВ 831,832
ПАО «РУСАЛ Братск»	-	ПС 110 кВ Н-1
	-	ПС 110 кВ ЦРП-2
ОАО «Тыретский солерудник»	-	ПС 110 кВ УП-8
	-	ПС 110 кВ УП-10
ОАО «Витимэнерго»	-	ПС 110 кВ УП-11
	-	ПС 110 кВ УП-12
ООО «Транснефть-Восток»	-	ПС 110 кВ Ангарстрой
	-	ПС 110 кВ КПД
ООО ЭК «Радан»	-	ПС 110 кВ Солнечная
	-	ПС 110 кВ НП-17
ПАО «РУСАЛ Братск»	-	ПС 220 кВ НПС-2
	-	ПС 220 кВ НПС-3
ОАО «Тыретский солерудник»	-	ПС 220 кВ НПС-4
	-	ПС 220 кВ НПС-5
ОАО «Витимэнерго»	-	ПС 220 кВ НПС-8
	-	ПС 110 кВ Западная
ОАО «Витимэнерго»	-	ПС 220 кВ БрАЗ
	-	ПС 110 кВ Солерудник

1.13.2 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», ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания».

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 1 января 2020 года наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральные электрических сетей ОАО «ИЭСК». В таблице 1.13.4 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации ВЛ 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области с разделением по энергорайонам и электросетевым компаниям. В таблице 1.13.5 приведена информация о нормативном сроке эксплуатации трансформаторов 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области.

Таблица 1.13.4. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭП, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок истек, %	
110 кВ			
СЭС		4,11	
ЦЭС		80,0	
ВЭС		4,42	
ЗЭС		69,1	
ЮЭС		89,4	
Итого по ОАО «ИЭСК»:	40	>60,0	
АО «Витимэнерго»		35,00	
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50,00	
АО «БЭСК»		0,00	
220 кВ			
СЭС		18,03	
ЦЭС		67,0	
ЗЭС		100	
ЮЭС		89,0	
Итого по ОАО «ИЭСК»:	40	11,38	
АО «Витимэнерго»		0,00	
ООО «Транснефть-Восток»		0,00	
500 кВ			
СЭС		62,30	
ЦЭС		39,96	
ЗЭС		78,90	
Итого по ОАО «ИЭСК»:	40	45,29	
МЭС Сибири – филиал ПАО «ФСК ЕЭС»		0,00	
КГКУ «ДКР НП»		0,00	

Таблица 1.13.5. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок истек, %	
110 кВ			
СЭС			62,30
ЦЭС			73,10
ВЭС			72,30
ЗЭС			63,10
ЮЭС			60,80
Итого по ОАО «ИЭСК»:			66,70
ПАО «Иркутскэнерго»		25	81,25
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			81,25
АО «Витимэнерго»			85,70
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»			100,0
АО «Братская электросетевая компания»			33,30
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»			100,0
220 кВ			
СЭС			61,00
ЦЭС			69,00
ЗЭС			75,00
ЮЭС			51,60
Итого по ОАО «ИЭСК»:			69,50
ПАО «Иркутскэнерго»		25	67,80
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			67,80
АО «Витимэнерго»			0,00
Вост.-Сиб. дирекция СП Трансэнерго –ОАО «РЖД»			100,0
500 кВ			
СЭС			100,0
ЦЭС			56,00
ЗЭС			25,00
ЮЭС			0,00
Итого по ОАО «ИЭСК»:			59,10
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			27,24

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.

1.13.3 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 (см. таблицу 1.13.6). 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 1.13.6. Уровень нормативных потерь для основных сетевых организаций

Наименование организации	Установленный уровень нормативных потерь, %
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	19,7
ОАО «ИЭСК»	5,61
ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис»	5,51
Вост.-Сиб. филиал ОАО «РЖД»	4,62
АО «БЭСК»	12,95
ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»	5,29
АО «Витимэнерго»	11,49
ПАО «ФСК ЕЭС»	3,75

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

1.14. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция которых выполнены в 2019 году, выполняются в 2020 году

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.

Так, например, гидроэлектростанции только Ангарского каскада, производят более 20% всей электроэнергии в СФО, имеют водохранилища многолетнего регулирования. Среднеголетняя выработка каскада по проекту составляет 47,7 млрд. кВт.час. В маловодные периоды при 95 % обеспеченности суммарная выработка (проектная) снижается до 41,5 млрд. кВт.час. Фактическая выработка Ангарским каскадом ГЭС (без учета работы Богучанской ГЭС в составе Ангарского каскада) в 2019 году составила 44,5 млрд. кВт.час.

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.

Таблица 1.14.1. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше ввод/реконструкция которых выполнены в 2019 году

№ п/п	Наименование	Примечания
1.	Мамаканская ГЭС	Выполнена замена/установка оборудования
2.	Братская ГЭС	Выполнена замена/установка оборудования
500 кВ		
3.	ПС 500 кВ Иркутская	Выполнена замена/установка оборудования
4.	ПС 500 кВ Усть-Кут	Выполнена замена/установка оборудования
5.	ПС 500 кВ Тайшет	Выполнена замена/установка оборудования
6.	ПС 500 кВ Иркутская	Выполнена замена/установка оборудования
7.	Братский ПП 500 кВ	Выполнена замена/установка оборудования
220 кВ		
8.	ПС 220 кВ НПС-2	Новое строительство
9.	ПС 220 кВ НПС-5	Новое строительство
10.	ПС 220 кВ Сухой Лог	Новое строительство
11.	ПС 220 кВ Якурим	Выполнена замена/установка оборудования
12.	ПС 220 кВ Правобережная	Выполнена замена/установка оборудования
13.	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Выполнена замена/установка оборудования
14.	ПС 220 кВ Заводская	Выполнена замена/установка оборудования
15.	ПС 220 кВ Коршуниха	Выполнена замена/установка оборудования
16.	ПС 220 кВ Мамакан	Выполнена замена/установка оборудования
17.	ПС 220 кВ БрАЗ ГПП-5	Выполнена замена/установка оборудования
18.	ПС 220 кВ НПС-3	Выполнена замена/установка оборудования
19.	ПС 220 кВ УП-15	Выполнена замена/установка оборудования
20.	ПС 220 кВ Ульянов	Замена трансформатора Т-2 без изменения мощности
21.	ПС 220 кВ Кунерма	Замена трансформатора Т-3 без изменения мощности
22.	ВЛ 220 кВ НПС-3 - НПС-2 №1	Новое строительство ЛЭП

№ п/п	Наименование	Примечания
23.	ВЛ 220 кВ НПС-3 - НПС-2 №2	Новое строительство ЛЭП
24.	ВЛ 220 кВ Коршуниха - НПС-5 I цепь	Новое строительство ЛЭП
25.	ВЛ 220 кВ Коршуниха - НПС-5 II цепь	Новое строительство ЛЭП
26.	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой Лог I цепь	Новое строительство ЛЭП
27.	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой Лог II цепь	Новое строительство ЛЭП
28.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут № 2	Новое строительство ЛЭП
29.	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 протяженностью 261,87 км образована в результате выполнения захода ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полус протяженностью 0,662 км на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ в габаритах 220 кВ на номинальное напряжение и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полус № 1
30.	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 2	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2 (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири) общей протяженностью 261,99 км, по территории Иркутской области протяженностью 199,49 км, 62,5 км по территории Якутии
110 кВ		
31.	ПС 110 кВ Оёк	Новое строительство
32.	ПС 110 кВ Заря	Выполнена замена/установка оборудования
33.	ПС 110 кВ Новонкутск	Выполнена замена/установка оборудования
34.	ПС 110 кВ Невельская	Выполнена замена/установка оборудования
35.	ПС 110 кВ Балаганск	Выполнена замена/установка оборудования
36.	ПС 110 кВ Баяндай	Выполнена замена/установка оборудования
37.	ПС 110 кВ Кутулик	Выполнена замена/установка оборудования
38.	ПС 110 кВ Баяндай	Выполнена замена/установка оборудования
39.	ПС 110 кВ Семигорск	Замена трансформатора 2Т с мощностью 25 МВА на новое, мощностью 40 МВА
40.	ПС 110 кВ Зяба	Замена трансформатора 1Т мощностью 31,5 МВА на новый, мощностью 40 МВА
41.	ПС 110 кВ Карлук	Замена трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новый, мощностью 25 МВА
42.	ПС 110 кВ Пивовариха	Замена трансформатора Т-2 без изменения мощности трансформатора 40 МВА
43.	ПС 110 кВ ПГВ	Замена трансформатора 1Т с мощностью 63 МВА на новый, мощностью 80 МВА
44.	ПС 110 кВ Тяговая-2	Замена трансформатора 1Т с мощностью 32 МВА на новое, мощностью 16 МВА
45.	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Оёк от ВЛ 110 кВ Урик - Усть-Орда I цепь
46.	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Оёк от ВЛ 110 кВ Урик - Усть-Орда II цепь
47.	ВЛ 110 кВ Огневка - Чушка	Замена опор. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна (от оп. 115 до оп. 116) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ НПС-3- НПС-2
48.	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	Реконструкция. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Коршуниха-Хребтовая (от оп. 1 до оп. 39) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ Коршуниха-НПС-5
49.	ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна	Замена опор. Выполнение переустройства участка ВЛ 110 кВ Огневка - Чуна (от оп. 115 до оп. 116) для исключения пересечений со строящейся ВЛ 220 кВ НПС-3- НПС-2
50.	ВЛ 110 кВ Восточная - Правобережная I цепь	Замена провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13
51.	ВЛ 110 кВ Восточная - Правобережная II цепь	Замена провода марки АС-95 на участке от оп. № 1 до оп. № 8 на провод марки АСВП 112/13
52.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Мамакан I цепь	Реконструкция
53.	ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская II цепь	Образована из ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Артемовская (2С) путем отключения от Мамаканской ГЭС и подключением к ПС 220 кВ Мамакан
54.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полус №1	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полус на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ в габаритах 220 кВ на номинальное напряжение и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй - Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог - Полус № 1
55.	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками	Замена провода марки АС185/24 на марку АС185/24 и опор
56.	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками	Замена провода марки АС185/24 на марку АС185/24 и опор

Мероприятия по развитию объектов электроэнергетики на 2020 год с обоснованием включения в схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области и сроками реализации приведены в таблицах 1.14.2 - 1.14.6.

Таблица 1.14.2. Мероприятия по развитию объектов генерации завершение строительства/реконструкции которых запланировано в 2020 году

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (кВт/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта РФ
1.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 7 Р-24-90/18	24 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
2.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 9 ПТ-30-90/10	30 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
3.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 10 ПТ-25-90/10	25 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
4.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 3 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
5.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 4 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
6.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 10 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
7.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция 12 г/а рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы

На основании письма ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» от 3 марта 2020 года № 909/504-33/483 реализация проекта по технологическому перевооружению гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС ст.№№ 3, 4, 10, 12 переносится на неопределенный срок.

Таблица 1.14.3. Мероприятия по развитию распределительных сетей объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области, завершение строительства/реконструкции которых запланировано в 2020 году

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Хар-тики кВ/км/МВА	Срок реализации	Ответствен. организация	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР электроэнергетики субъекта РФ
500 кВ							
1.	ПС 500 кВ Озерная	Реконструкция с установкой АТ-2, 500/220 кВ, СКРМ	2х501 МВА, 800 Мвар (6х100 Мвар БСК, 2х100 УШР 220 кВ)	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
2.	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 250 МВА	250 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
3.	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 400 МВА	400 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технического присоединения новых энергопринимающих устройств АО «Саянск-химпласт» и ООО «ТЭС»	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
220 кВ							
4.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками	Реконструкция с переводом второй ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ	220 кВ	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов ИО и возможности тех. присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
5.	ПС 220 кВ Дяля	Новое строительство	220/6 кВ, 10 МВА	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов и возможности технологического присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
6.	ПС 220 кВ Чаангро	Новое строительство	220/10 кВ 10 МВА, 110/10 кВ 6,3 МВА	2020	АО «Витим энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
7.	ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово	Новое строительство	2х40 МВА, 2х5 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «АЗГИ»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
8.	ПС 220 кВ Светлая	Реконструкция с заменой тр-ра 63 МВА на 2х40 МВА 220/35/10 кВ	220/35/10 кВ 2х40 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей в Шелеховском районе	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы Стадия реализации: ПИР по строительной части и монтажу оборудования выполнен, устранение замечаний в части РЗА. Оборудование поставлено в объеме 100% (силовые трансформаторы 2х40, ОРУ-220, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафовое оборудование). Заключен договор подряда на СМР. Работы начались с 2018 года, на сегодняшний день выполнен монтаж оборудования, ведутся работы по монтажу кабельных лотков для прокладки кабельной продукции по территории ПС. ВЛ 35 кВ – монтаж ВЛ выполнен в 2017 году
9.	ПС 220 кВ Небель	Новое строительство	2х25 МВА,	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности технического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
10.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	Новое строительство	2х4,022 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
11.	ПС 220 кВ Чудничный	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
12.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	Новое строительство	2х1,17 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
13.	ПС 220 кВ Слюдянка	Реконструкция с заменой одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА	125 МВА	2020	ОАО «РЖД»	Обеспечение возможности тех. присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
14.	ПС 220 кВ Коршуниха	Реконструкция с заменой двух АТ 125 МВА на два АТ 200 МВА	2х200 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
15.	ВЛ 220 кВ Озерная – ТА3 №1, 2, 3, 4	Новое строительство	4х2 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
16.	ПС 220 кВ Столбово	Новое строительство	2х40 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
17.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	Новое строительство	2х0,168 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
18.	ПС 220 кВ Полимер	Новое строительство	4х80 МВА	2020	ОАО «ИНК»	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
19.	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер (ИЗП) I, II цепь	Новое строительство	2х8 км	2020	ОАО «ИНК»	Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы
110 кВ							
20.	ВЛ 110 кВ Опорная – БЛПК I и II цепь	Новое строительство	2х14,9 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» от 25 марта 2016 года
21.	ПС 110/10 кВ Верхнемарково	Реконструкция Замена Т-1,2 2х10	2х16 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Обеспечение электроснабжения УКПГ НГКМ ООО «ИНК»	ТУ №375/17-СЭС на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»
22.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2	Новое строительство	19,6 км	2020	АО «Витим-энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витим-энерго»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витим-энерго» от 15 октября 2018 года
23.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь	Новое строительство	0,5 км	2020	«Витим-энерго»	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витимэнерго», от 15 декабря 2018 года
24.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1	Реконструкция с заменой провода	19,6 км	2020	АО «Витим-энерго»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Витимэнерго»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств АО «Витим-энерго» от 15 октября 2018 года
25.	ПС 110 кВ ГПП 2х10 МВА	Новое строительство	2х10 МВА	2020	ФКП «УЗКС»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17 июля 2018 года
26.	Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I и II цепь с отпайками на ПС 110 кВ ГПП	Новое строительство	2х1 км	2020	ФКП «УЗКС»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17 июля 2018 года
27.	Отпайки ВЛ 110 кВ Кировская - Правобережная на ПС 110 кВ Рабочая (замена участка ВЛ на КЛ)	Реконструкция	2х0,25 км	2020	ОАО «ИЭСК»	Вынос ВЛ 110 кВ с территории Иркутской классической мужской гимназии	выполнение п. 4 протокола совещания от 19 сентября 2016 года № 30-69-525/6 при заместителе Председателя Правительства Иркутской области
28.	ПС 110 кВ Красный	Новое строительство	2х10 МВА	2020		Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный»	ТУ на ТП к электрическим сетям АО «Витимэнерго», утвержденные 24 октября 2019 года
29.	ВЛ 110 кВ Артемовская-Красный	Новое строительство		2020			
30.	ПС 110 кВ Зеленый берег	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Устранение перегрузки силовых трансформаторов Т-1,Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная, обеспечение возможности технологического присоединения	См. Том 3 Приложения Степень реализации: ПИР выполнен на 100%. Оборудование поставлено на 100% (силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110 кВ, КРУН-10, БЗМ ОПУ, шкафовое оборудование) Заключен договор подряда на СМР до 1 июля 2020 года. Ведутся завершающие работы на ПС.
31.	ПС 110 кВ Дачная	Новое строительство	2х25 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»	Устранение перегрузки силовых тр-ров Т-1,Т-2 ПС 110 кВ Летняя, обеспечение возможности технологического присоединения	См. Том 3 Приложения
32.	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ	Реконструкция с заменой провода	2х2,6 км	2020	ИАЗ – филиал ОАО Корпорация Иркут	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ИАЗа	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 22 июля 2014 года
33.	ПС 110 кВ Технопарк	Новое строительство	2х25 МВА-	2020	ООО «УК «Усолье-Промтех»	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств	ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 25 декабря 2019 года

Таблица 1.14.4. Перечень мероприятий, выполнение которых необходимо для исключения ввода графиков аварийного ограничения (ГАО)

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР Иркутской области
1.	ПС 110 кВ Силикатная, либо ПС 110 кВ Замзор и ПС 110 кВ Нижнеудинск, либо ПС 500 кВ Тулун	Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная либо Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск либо Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун	34 Мвар, либо 20 Мвар, либо 400 МВА	2020	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	Расчеты, СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СИПР Иркутской области
2.	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция с заменой: ошиновки марки АС-185/29, разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С; ошиновки марки АС-185/29, разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 674 А при +2°С (совместно с мероприятием по установке БСК на ПС 110 кВ Силикатная либо на ПС 110 кВ Нижнеудинск и Замзор)	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2°С при отключении одной из ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме с учетом применения указанных схемно-режимных мероприятий имеет место токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования: ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 7 % (669 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С); разъединителя, ВЧ заградителя ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 12 % (669 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А). Аналогичная ситуация складывается при отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	Расчеты
3.	ПС 500 кВ Тулун	Установка третьего АТ 400 МВА 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун либо Реконструкция с заменой АТ-2 мощностью 120 МВА на АТ с номинальным током не менее 605 А (Мероприятие альтернативное установке третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун)	500 кВ, 400 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2° при отключении АТ-1 имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ-2 6 % (605 А при номинальном токе 573 А). После выполнения схемно-режимных мероприятий перегрузка АТ-2 сохраняется. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт	Расчеты, СИПР ЕЭС на 2019-2025 годы
4.	ПС 500 кВ Тайшет	Установка 3 АТ на ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	2020	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 Тайшет 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	Расчеты, СИПР ЕЭС на 2019-2025 годы
5.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	30 Мвар	2020	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	Расчеты
6.	ПС 110 кВ Юрты	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК	58 Мвар (2x29 Мвар)	2021		
7.	ПС 220 кВ Коршуниха	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, например, в период зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена имеет место превышение АДТН ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на 15%. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Расчеты
8.	ПС 110 кВ Урик или ПС 110 кВ Усть-Орда	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН	–	2020	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 Черехово – 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 (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). Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	Расчеты
9.	ПС 220 кВ Слюдянка	Реконструкция с заменой одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА	125 МВА	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +8°С при вводе в ремонт АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка имеет место токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 59 % (251 А при номинальном токе 158 А). В соответствии с данными ОАО «РЖД» перегрузка круглогодичной перегрузка АТ при +8°С допускается на 9,6 %. В целях недопущения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 64 МВт на ПС 110 кВ транзита Шелехово – Слюдянка. После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка составляет 50 % (236 А при номинальном токе 158 А)	Расчеты, СИПР ЕЭС на 2019-2025 годы
10.	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	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 644 А при +18°С	Провод ВЛ	2021	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: 1.1. Провод ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха марки АС-120/19: I расч = 684 А, ДДТН при +18 ОС = 419 А. 1.2. Провод ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 ОС = 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 ОС = 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 ОС = 419 А. 1.5. Ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Рассоха, выполненные проводом АС-120/19: I расч = 480 А, ДДТН при +18 ОС = 419 А. 1.6. Секционный выключатель и трансформатор тока ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха: I расч = 684 А, ДДТН при +18 ОС = 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 ОС = 419 А. 2.2. Провод ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная марки АС-120/19: I расч = 644 А, ДДТН при +18 ОС = 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 ОС = 600 А. 2.4. Ошиновка на ПС 110 кВ Большой Луг, выполненная проводом М-120: I расч = 694 А, ДДТН при +18 ОС = 521 А. 2.5. ТТ-110-транзита на ПС 110 кВ Большой Луг: I расч = 694 А, ДДТН при +18 ОС = 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 ОС = 559 А. 2.7. Трансформатор тока ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная: I расч = 644 А, ДДТН при +18 ОС = 600 А. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Расчеты
11.	ПС 220 кВ Шелехово	Замена шинного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, шинного, линейного, обходного разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с длительно допустимым током не менее 694 А при +18°С	Разъединители	2021		
12.	ПС 110 кВ Рассоха	Замена ошиновки ячейки 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, замена секционного выключателя 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	Ошиновка, выключатель, трансформатор тока	2021		
13.	ПС 110 кВ Большой Луг	Замена ошиновки на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +18°С, замена ТТ 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	Ошиновка, трансформатор тока	2021		
14.	ПС 110 кВ Подкаменная	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 644 А при +18°С, замена ТТ ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная с длительно допустимым током 600 А на ТТ с длительно допустимым током не менее 644 А при +18°С.	Ошиновка, трансформаторы тока	2021		
15.	ПС 220 кВ Киренга	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) и АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) на ПС 220 кВ Киренга	–	2020	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в летний период максимальных нагрузок при температуре ПЭВТ при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) и ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)) происходит превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) (ВЛ 220 кВ Киренга Улькан (КУ-30) на величину до 8%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Расчеты

Таблица 1.14.5. Сведения о выключателях, отключающая способность которых не соответствует расчетным уровням токов короткого замыкания (КЗ) по операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
1.	ПС 220 кВ Правобережная	Реконструкция заменой выключателей В-110 Урик А, В-110 Урик Б	2020	Отключающая способность В-110 Урик А – 20 кА, $I_{кз(3ф)}$ = 25,9/24,5 кА Отключающая способность В-110 Урик Б – 20 кА, $I_{кз(3ф)}$ = 25,9/24,5 кА	Расчеты
2.	ПС 110 кВ Цимлянская	Реконструкция заменой выключателей В-110 Т-2 (Т-3)	2022	Отключающая способность В-110 Т-2 (Т-3) – 20 кА, $I_{кз(3ф)}$ = 23,2/18,8 кА	Расчеты
3.	ПС 110 кВ Южная	Реконструкция заменой выключателей В-110 Пивзавод, МКП-110-1000	2020	Отключающая способность В-110 Пивзавод – 26,3 кА, $I_{кз(3ф)}$ = 28,0/26,5 кА	Расчеты
4.	Братский ПП 500 кВ	Реконструкция заменой выключателя В Р-1, ВВМ-500Б	2020	Отключающая способность В-110 Р-1 – 20 кА, $I_{кз(3ф)}$ = 20,3/15,7 кА	Расчеты

Таблица 1.14.6. Сведения о мероприятиях по релейной защите и автоматике операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

№ п/п	Энергообъект	Наименование мероприятия	Организация, ответственная за реализацию проекта	Устройство РЗА	Срок реализации	Основное назначение объекта	Обоснование включения СИПР электроэнергетики субъекта РФ
РЗА							
1.	ПС 220 кВ Кунерма	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	2020	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 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
2.	ПС 220 кВ Улькан	Создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - комплект РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	2020	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 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
3.	ПС 220 кВ Якурим	Создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
4.	ПС 220 кВ Ния	Создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	ОАО «РЖД» (Трансэнерго ВСДЭ)	Устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей	Приказ Минэнерго России от 28 ноября 2017 года № 1125 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 августа 2018 года № 719
5.	ПС 110 кВ Гидростроитель	Создание устройства РЗ: - ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	ОАО «ИЭСК»	Устройство РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	2021	Отсутствие полуконтакта 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	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»
6.	ПС 500 кВ Иркутская	Модернизация устройства ПА: - АДВ ПС 500 кВ Иркутская. Организация взаимодействия - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская и АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская с ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири Корректировка алгоритмов работы АДВ ПС 500 кВ Иркутская	ОАО «ИЭСК»	Устройства ПА: - АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская; - АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Иркутская	2020	Необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики	1. Письмо Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири от 16.08.2018 № 04-612-1-19-4775 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири». 2. Письмо ОАО «ИЭСК» от 12 октября 2018 года № 06.001-05-4.23-1421 «О подключении АДВ ПС 500 кВ Иркутская под управление ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири»
7.	ПС 220 кВ Коршуниха	Создание устройства РЗ: - ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	ОАО «ИЭСК»	Устройство РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	2021	Отсутствие полуконтакта ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха со стороны ПС 110 кВ Черная	Техническое перевооружение ТП Черная с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА – 1 шт. и установкой УПК Восточно-Сибирской железной дороги

1.15. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с энергосистемой Красноярского края и Республики Бурятия, а также Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока. Актуальные данные о внешних электрических связях энергосистемы Иркутской области, а также их пропускной способности в части внешних электрических связей энергосистемы представлены в таблице 1.15.1.

Таблица 1.15.1. Внешние электрические связи Иркутской энергосистемы

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
с энергосистемой Красноярского края			
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 Запаны тяговая (С-43)	127,30
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	95,00
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новосибирская – Чунояр (С-842)	62,50
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новосибирская – Чунояр (С-841)	62,50
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты – Новосибирская (С-831)	114,80
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты – Новосибирская (С-832)	114,80
с энергосистемой республики Бурятия			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская 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	212,00
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками	212,20
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135)	62,40
с энергосистемой республики Саха (Якутия)			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	247,50
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	247,50
3	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1	261,48
4	110 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	261,99

В 2019 году сальдо-переток в Иркутскую область составил 2,1 млрд. кВт.ч, из них Иркутск-Красноярск - 1,23 млрд. кВт.ч, Иркутск-Бурятия – годовой переток составил -1,01 млрд. кВт.ч.

Таблица 1.15.2. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Красноярского края

Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «Красноярск – Восток»:	
КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	1900
ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	
ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1	
ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2	
Контролируемое сечение «Братск - Красноярск»:	
ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная	На запад – 1900
ВЛ 500 кВ Братский ПП - Тайшет (ВЛ-501)	На Восток – 1650
Контролируемое сечение «Тайшет - Шарбыш тяговая»:	
ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад - Тайшет на ПС НП-17 (С-59)	Зима – 133
ВЛ 110 кВ Бирюса - Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	Лето – 115

Таблица 1.15.3. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Республики Бурятия

Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «Бурятия – Иркутск»:	
ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);	Зима – 390 Лето – 360
ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273);	
ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-274).	
Контролируемое сечение «Иркутск – Бурятия»:	
ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);	Зима – 565 Лето – 405
ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка;	
ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка.	
Контролируемое сечение «Киренга - Северобайкальск»:	
ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30);	290
ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31).	

С 2016 года осуществляется сальдо-переток в Иркутскую область из Западной энергосистемы Республики Саха (Якутия), так в 2019 году составил 0,146 млрд. кВт.ч.

Таблица 1.15.4. Контролируемые сечения на границе энергосистем Иркутской области и Республики Саха (Якутия)

Наименование объекта	Максимально допустимый переток активной мощности с ПА в нормальной схеме, МВт
Контролируемое сечение «НПС-9 – Пеледуй»:	
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1	265
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	

На рисунке 1.11 представлена динамика сальдо-перетока между энергосистемой Иркутской области и смежными энергосистемами за последние 10 лет.

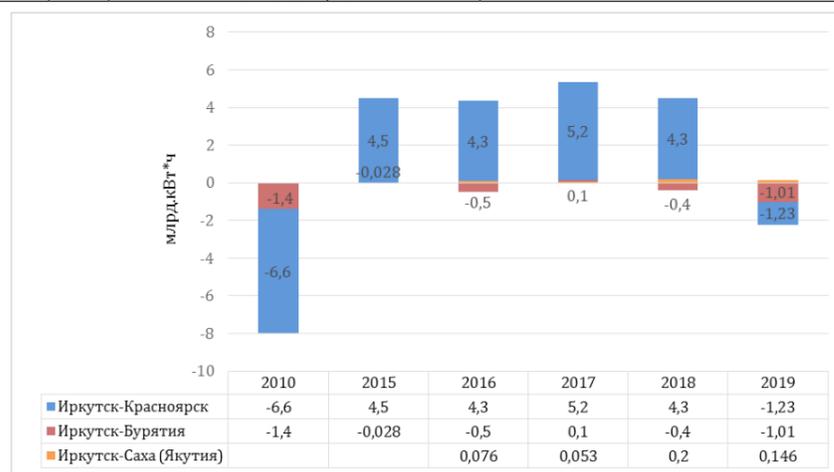


Рисунок 1.11. Динамика сальдо-перетока за последние 10 лет, «+» прием, «-» выдача

Объем производства электрической энергии в Иркутской области в 2019 году составил 57,58 млрд. кВт.ч, при этом собственное потребление – 55,48 млрд. кВт.ч, сальдо-переток из Иркутской энергосистемы составил -2,1 млрд. кВт.ч.

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

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 ПАО «Иркутскэнерго». 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 о 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 1.16.1.

Таблица 1.16.1. Топливо-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	Электрокотельные, теплоутилизационные установки
Уголь	8 586 713	-3 778 824	-2 937814	-845 082	-
Сырая нефть	26 674 039	-2 179	-	-15 187	-
Нефтепродукты	-	-82 209	-12 703	-304 295	-
Природный газ	9 251 735	-437 712	-1 173	-32 763	-
Прочее твердое топливо	1 976 789	-199 848	-1 375 733	-271 788	-
Гидроэнергия и НВИЭ	4 569 450	-4 569 450	-	-	-
Электрическая энергия	-	6 419 013	-	-	-20 972
Тепловая энергия	-	-	3 634 242	1 216 146	617 941
Всего	51 058 726	-2 651 209	-693 181	-252 969	596 968

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 рыбодоводство, добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства. Структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по секторам промышленности Иркутской области в 2019 году приведена на рисунке 1.12.

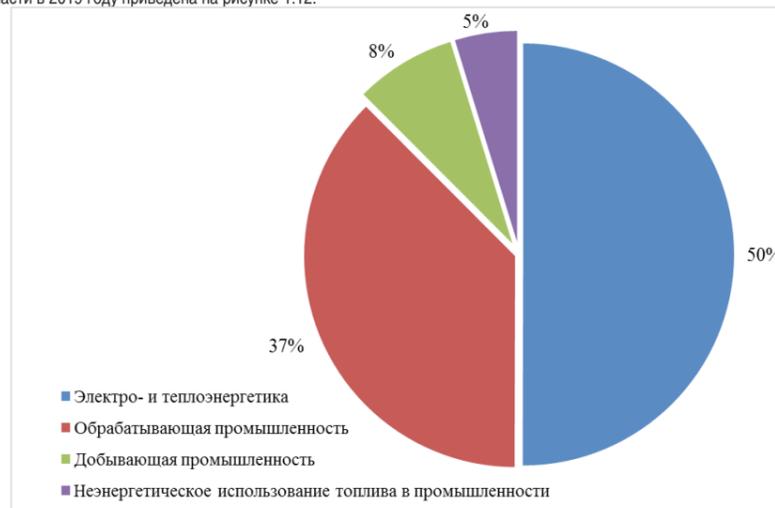


Рисунок 1.12. Структура потребления ТЭР по секторам промышленности Иркутской области

По состоянию на 1 января 2020 года из 995 котельных:

- 638 работали на угле;
- 29 на жидком топливе;
- 140 на дровах и щепе;
- 179 на электрической энергии;
- 9 на газе.

Процентное соотношение котельных по видам используемого топлива показана на рисунке 1.13.

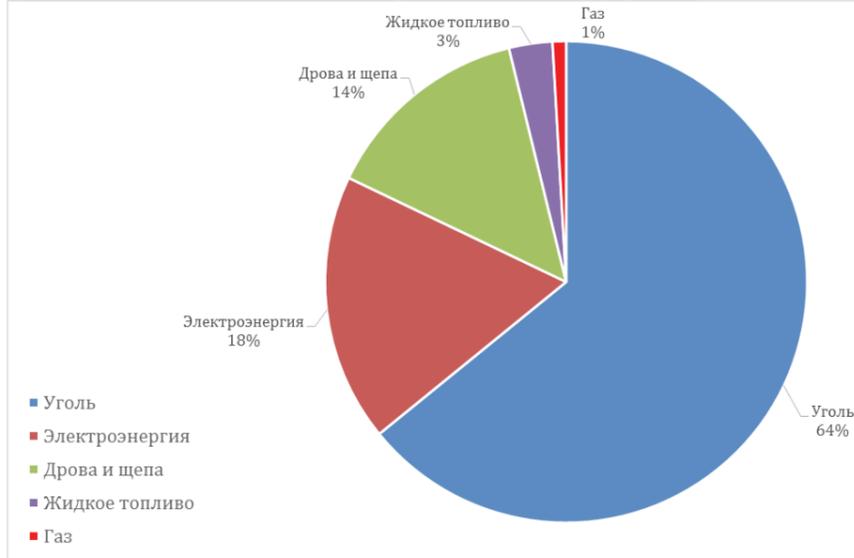


Рисунок 1.13. Соотношение источников тепловой энергии по видам использования топлива

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. кВт*ч;
- в газе - 6579,6 тыс. куб. м;
- в прочем твёрдом топливе (дрова, щепа) 308,171 тыс. тонн.

В таблице 1.16.2. представлен фактический расход топлива котельными за 2019 год, разделенный по видам топлива.

Таблица 1.16.2. Расход топлива котельными за 2019 год

Наименование муниципального образования	Кол-во котельных, шт.	Расход топлива				
		Уголь, т/год	Жидкое топливо, т/год	ЭЭ тыс. кВт*ч	Газ, т. м3	Прочее твердое топливо, т/год
г. Братск	7	96507,9		3343,2	21,6	1499
г. Зима	11	31024,0		4827,0		
г. Иркутск	34	401378,0	38639,7	7498,9		
г. Свирск	4	45473,7				
г. Тулун	24	108399,0	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	3899,0				1927
Бодайбинский район	22	77417,6	2686			
Братский район	56	96126,9		7258,8	560,0	12985
Жигаловский район	14	3114,0		2034,0	727,0	2774
Заларинский район	30	35659,0		798,4		
Зиминский район	27	11427,0				
Иркутский район	36	33221,0	811	15983,0		1251
Казачинско-Ленский район	11	40069,1				2497
Катангский район	8		1141			
Качугский район	42	3837,0		1396,0	353,0	20326
Киренский район	18	10285,0	8000			52940
Куйтунский район	44	11795,0		4570,0		2608
Мамско-Чуйский р-н	9	27026,5				
Нижнеилимский р-н	26	16651,0	922	101137,1		105205
Нижнеудинский р-н	79	92715,4		14499,6		11028
Ольхонский район	13	5500,0		3487,2		1200
Слюдянский район	21	149802,0		2338,8		
Тайшетский район	63	203194,0		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	4918,0	57173
Усть-Удинский р-н	18	6435,0		2230,0		3550
Черемховский район	23	40995,0		1412,0		1040
Чунский район	31	47845,2		3265,5		8377
Шелеховский район	16	6463,7		2247,0		
Аларский район	36	9920,5		1341597,0		
Баяндаевский район	20	3358		3150,0		
Боханский район	32	4900,0		7074200,0		
Нукутский район	22	4082,0		1480,8		
Осинский район	18	1300,0		6271,0		
Эхирит-Булагатский р.	25	6777,0		55401,6		
Итого	995	1 870 785	82 553,7	8 739 185	6 579	308 171

Таблица 1.16.3. 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	
Ново-Зиминская ТЭЦ (НЗТЭЦ)					
Нефтьтопливо	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)					
Нефтьтопливо	1 408,10	1 964	94,90	132	1 503
в том числе: мазут топочный	1 408,10	1 964	94,90	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					
Нефтьтопливо	277,75	392	4,15	6	281,90
в том числе: мазут топочный	221,25	312			221,25
масло кабельное	56,50	80	4,15	6	60,65
Газ природный, тыс. куб.м.	13 013,73	14 871,00			13 013,73

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	
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					
Нефтьтопливо	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					
Нефтьтопливо	83,51	118			83,51
в том числе: мазут топочный	83,51	118			83,51
Уголь	204 140	120 311	7 000	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 каменного	478,50	285			478,50
Итого		120 429		4 130	
Иркутская ТЭЦ-6					
Нефтьтопливо	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					
Нефтьтопливо	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					
Нефтьтопливо	1 322,03	1 822	109,66	154,00	1 431,69
в том числе: мазут топочный	1 322,03	1 822	109,66	154,00	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		154,00	
Иркутская ТЭЦ-11					
Нефтьтопливо	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
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			160 414
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					
Нефтьтопливо	114,90	162			114,90
в том числе: мазут топочный	114,90	162			114,90
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					
Нефтьтопливо	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 - уголь каменный	689 138	445 937			689 138
Итого		446 203			

Совокупный расход по видам используемого топлива на ПАО «Иркутскэнерго» представлен в таблице 1.16.4.

Таблица 1.16.4. Совокупный расход по видам используемого топлива на ПАО «Иркутскэнерго»

Виды топлива	На отпуск электрической и тепловой энергии		На другие цели		Всего	
	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т	в натур. исчислении, тонн	в условном исчислении, т.у.т
ПАО «Иркутскэнерго»						
Нефтьтопливо	6 192,89	8 623	229,35	321	6 422,24	8 944
Уголь	10655043,1	6 476 822	68 086,75	41 241	10 723 129,9	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	350,00	70	19 630,89	4 088
Всего		6 504 334		41 632		6 545 966

Из таблицы 1.16.4 видно, что уголь является преобладающим видом топлива на всех ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» 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, Верейский, Касьяновская обогатительная фабрика), реализует бурый уголь 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 Велюстовский» осуществляет поставку бурого угля марки 3БР с Велюстовского участка Азейского бурогоугольного 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. Сравнение нормативных показателей потребления топлива и удельного расхода с фактическими показателями представлено в таблице 1.16.5 и 1.16.6.

Таблица 1.16.5. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»

Источник тепловой энергии	По нормативам, т.у.т	Фактически, т.у.т	Удельный расход условного топлива			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплотенергию, кг/Гкал	
			факт	норматив	факт	норматив
Ново-Зиминская ТЭЦ	528 590	528 515				
на отпущенную электроэнергию	305 120	304 981 359,8	359,7			
на отпущенную тепловую энергию	223 470	223 534			148,00	148,1
Ново-Иркутская ТЭЦ	1 245 664	1 248 636				
на отпущенную электроэнергию	603 634	605 210	285,2	286		
на отпущенную тепловую энергию	642 030	643 426			129,90	130,2
Расход ЭЭ на ЭКУ, МВт*ч		11 841,06				
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	211 216	211 328				
на отпущенную электроэнергию	16 705	16 721	422,2	422,6		
на отпущенную тепловую энергию	194 511	194 607			158,50	158,6
в том числе, на электростанции	102 754	102 804				
в том числе от котельной, находящейся на балансе станции	91 757	91 803			154,70	154,8
Расход ЭЭ на электродотельную установку, МВт*ч		3 321,54			163,10	163,2
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	345 742	345 742				
на отпущенную электроэнергию	86 443	86 443	712,70	712,7		
на отпущенную тепловую энергию	259 299	259 299			166,80	166,8
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	120 291	120 429				
на отпущенную электроэнергию	25 777	25 791	482,10	482,4		
на отпущенную тепловую энергию	94 514	94 638			148,50	148,7
Иркутская ТЭЦ-6	511 402	511 402				
на отпущенную электроэнергию	169 894	169 894	335,60	335,6		
на отпущенную тепловую энергию	341 508	341 508			149,70	149,7
Иркутская ТЭЦ-9	1 167 316	1 167 201				
на отпущенную электроэнергию	508 226	509 405	329,50	330,2		
на отпущенную тепловую энергию	659 090	657 796			144,30	144,0
Расход ЭЭ на электродотельную установку, МВт*ч		32 209,43				
Иркутская ТЭЦ-10	1 396 836	1 396 345				
на отпущенную электроэнергию	1 329 179	1 328 521	392,30	392,1		
на отпущенную тепловую энергию	67 657	67 824			158,70	159,1
Иркутская ТЭЦ-11	372 294	371 964				
на отпущенную электроэнергию	213 798	213 632	429,92	429,59		
на отпущенную тепловую энергию	158 496	158 332			163,52	163,3
Иркутская ТЭЦ-12	64 834	64 830				
на отпущенную электроэнергию	14 517	14 628	419,48	422,68		
на отпущенную тепловую энергию	50 317	50 202			142,93	142,6
Иркутская ТЭЦ-16	91 767	91 739				
на отпущенную электроэнергию	16 551	16 551	439,70	439,70		
на отпущенную тепловую энергию	75 216	75 188			152,00	151,9
Расход ЭЭ на электродотельную установку, МВт*ч		45 403,26				
Усть-Илимская ТЭЦ	445 973	446 203				
на отпущенную электроэнергию	225 236	225 320	295,80	295,90		
на отпущенную тепловую энергию	220 737	220 883			135,70	135,8
Расход ЭЭ на электродотельную установку, МВт*ч		4 451,18				

Таблица 1.16.6. Сравнение нормативных и фактических показателей расхода топлива на отпущенную электроэнергию и теплотенергию ПАО «Иркутскэнерго»

Источник тепловой энергии	По нормативам, т.у.т	Фактически, т.у.т	Удельный расход условного топлива			
			на электроэнергию, г/кВт*ч		на теплотенергию, кг/Гкал	
			норматив	факт	норматив	факт
ПАО «Иркутскэнерго»	6 501 925	6 504 334				
на отпущенную электроэнергию	3 515 080	3 517 097	353,40	353,6		
на отпущенную тепловую энергию	2 986 845	2 987 237			145,10	145,1
в том числе						
от электростанции	2 895 088	2 895 434			144,60	144,6
от котельной, находящейся на балансе станции	91 757	91 803			163,10	163,2
Расход ЭЭ на электродотельную установку, МВт*ч		100 889,35				

Таблица 1.16.7. 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 твердое топливо
Электрические станции	8 209,98	6 525,06	96,69	14,87	1 573,37
ТЭЦ и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	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 нормативные. Объем потребления топлива в 2019 году на электростанциях и котельных Иркутской области составляет около 9548,63 тыс. т у. т.

В структуре потребления топлива (которая представлена в таблице 42) на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 80,24 %, значительную долю занимают прочие твердые 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 1.14.

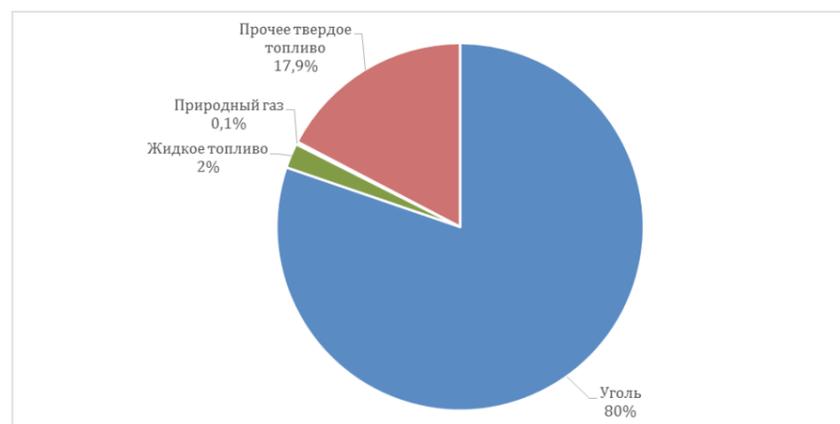


Рисунок 1.14. Структура потребления топлива на источниках тепловой и электрической энергии Иркутской области за 2019 год

1.17. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие 5 лет ЕТЭБ за 2014-2018 годы, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД, представлен в таблицах 1.17.1–1.17.4 и выполнен в соответствии с информацией, предоставленной в виде статистической отчетности.

Таблица 1.17.1. Единый топливно-энергетический баланс угля и природного газа Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Уголь					Природный газ				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	7 909,6	7 118,8	6 904,4	7 338,3	8 586,7	2 538,8	4 518,7	2 896,7	7 433,1	9 251,7
Ввоз	2 746,2	1 326,0	1 863,2	2 090,5	1 971,6		0,0	0,0	0,0	0
Вывоз	-1 731,3	-1 650,3	-1 081,5	-1 623,5	-1 552,1	-	0,0	0,0	0,0	0
Изменение запасов	-860,5	471,9	17,1	101,6	-201,4		0,0	0,0	0,0	0
Потребление первичной энергии	8 064,0	7 266,3	7 703,3	7 907,0	8 804,8	2 538,8	4 518,7	2 896,7	7 433,2	9 251,7
Статистическое расхождение	0,0	0,0	-17,2	295,9	485,2	-	881,1	н/д	-106,1	649,3
Производство электрической энергии	-3 280,0	-3 215,0	-3 104,4	-3 422,3	-3 778,8	-207,7	-323,7	-396,9	-363,5	-437,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-3 970,0	-3 632,8	-3 695,2	-3 644,7	-3 771,8	-57,7	-20,9	-20,2	-36,9	-33,9
Теплоэлектростанции	-2 880,0	-2 775,2	-2 826,1	-2 798,8	-2 937,8	-46,2	-2,2	-2,4	-2,5	-1,1
Котельные	-1 090,0	-857,6	-869,1	-845,9	-845	-11,5	-18,6	-17,8	-34,4	-32,7
Электродотельные и утилизация тепла		0,0					0,0			0
Преобразование топлива, в том числе	-	-0,3	-241,7	-143,2	-303,6	-	-1,8	н/д	-1,3	-1,6
Производство нефтепродуктов	0,0				0		-1,8		-1,3	-1,6
Переработка газа	0,0				0		0,0			0
Обогащение угля		-0,3	-241,7	-143,2	-303,6		0,0			0
Собственные нужды		0,0				-750,1	0,0		-1 338,6	-2 356,2
Потери при передаче		0,0					0,0		-4 450,2	-4 354,6
Конечное потребление энергетических ресурсов	814,0	418,3	497,7	400,8	465,2	1 523,3	3 291,2	н/д	1 348,8	1 418,1
Сельское хозяйство, рыболовство и рыболовство	2,2	0,9	0,8	0,2	0,6		0,0	0,0	0,0	0
Промышленность	427,7	229,0	254,0	215,1	256,6	275,8	1 136,3	н/д	510,2	683,4
(С) Добыча полезных ископаемых	59,7	54,5	66,2	52,6	86,3	275,8	429,5	н/д	510,2	683,4
(D) Обрабатывающие производства	356,0	174,5	187,8	162,5	170,3		706,8	0,0	0,0	0
(F) Строительство	6,0	2,3	1,7	1,2	1,2		0,0	н/д	0,0	0
(M+N+O) Сфера услуг	32,0	13,9	16,1	14,1	37,4		0,0	0,0	0,9	1,1
(99.9) Прочие виды деятельности	34,0	65,7	114,1	64,1	58,7		0,0	0,0	0,0	0
Население	24,0	16,7	18,8	17,9	17,3	11,5	10,3	0,0	1,4	1,9
Неэнергетическое использование	140,0	89,7	92,2	88,2	93,2	923,2	2 144,6	н/д	837,6	733,6

Таблица 1.17.2. Единый топливно-энергетический баланс сырой нефти и нефтепродуктов Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т у. т)

Наименование показателя	Сырая нефть					Нефтепродукты				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	18 600,0	22 761,2	26 972,8	26 569,8	26 674		12 099,0	0,0		
Ввоз	14 270,0	13 425,5	13 900,5	14 039,5	12 792,5	1 390,0	1 676,4	1 448,2	1 386,3	1 999,2
Вывоз	-16 900,0	-22 705,6	-26 919,1	-26 530,4	-26 618,2	-10 270,0	-10 698,1	-10 739,0	-11 386,5	-10 489,4
Изменение запасов	-172,0	1,4	1,4	1,36	1,3	-206,0	120,3	6,6	-18,2	-13,1
Потребление первичной энергии	15 798,0	13 482,5	13 955,6	14 080,2	12 849,7	-9 086,0	3 197,7	-9 284,2	-10 018,4	-8 503,3
Статистическое расхождение	-	0,0	-1,4	0,0	0	-	0,0	-6,6	0,0	0
Производство электрической энергии	-8,0	-3,2	-2,2	-2,7	-2,2	-74,0	-53,1	-59,5	-76,2	-82,2
Производство тепловой энергии, в том числе	-34,0	-26,4	-21,2	-21,6	-15,2	-560,0	-258,0	-365,9	-314,0	-316,9
Теплоэлектростанции		0,0	0,0	0,0	0,0	-42,0	-19,9	-16,0	-14,9	-12,7
Котельные	-34,0	-26,4	-21,2	-21,6	-15,2	-518,0	-238,1	-349,9	-299,1	-304,2
Электродотельные и утилизация тепла		0,0					0,0			0
Преобразование топлива, в том числе	-15 700,0	-13 425,5	-13 900,5	-14 039,5	-12 792,5	14 592,0	-272,4	1 330,5	1 410,5	12 623,9
Производство нефтепродуктов	-15 700,0	-13 425,5	-13 900,5	-14 039,5	-12 792,5	14 592,0	-272,4	1 330,5	1 410,5	12 623,8
Переработка газа		0,0			0		0,0			0
Обогащение угля		0,0			0		0,0			0
Собственные нужды		0,0					0,0		-444,5	-538,1
Потери при передаче		0,0					0,0			
Конечное потребление энергетических ресурсов	56,0	27,4	31,8	16,5	39,7	4 872,0	2 614,1	3 191,8	3 252,8	3 183,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыболовство		0,0	0,0	0,0	0	14,0	108,2	97,5	97,1	107
Промышленность	-	24,2	24,0	13,3	36,9					

Наименование показателя	Прочее твердое топливо					Гидроэнергия и НВИЭ				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов	1 580,0	3685,5	3925,3	1961,6	1 976,8	5 412,0	4418,5	4595,8	4325,4	4 569,4
Ввоз		0,0	0,0	0,0	0		0,0	0,0	0,0	0
Вывоз		0,0	0,0	0,0	0		0,0	0,0	0,0	0
Изменение запасов		-1,5	5,8	-0,5	-3		0,0	0,0	0,0	0
Потребление первичной энергии	1 580,0	3684,0	3931,1	1961,0	1 973,7	5 412,0	4418,5	4595,8	4325,4	4 569,4
Статистическое расхождение		0,0	-5,8	0,0	0		0,0	0,0	0,0	0
Производство электрической энергии	-130,0	-154,5	-187,1	-185,5	-199,9	-5 412,0	-4418,5	-4595,8	-4325,4	-4 569,4
Производство тепловой энергии, в том числе	-1310,0	-1585,5	-1631,8	-1635,9	-1 647,5			0,0		
Теплоэлектростанции	-590,0	-777,0	-764,5	-1344,3	-1 375,7					
Котельные	-720,0	-808,5	-867,3	-291,6	-271,8					
Электрокотельные и утилизация тепла		0,0			0					
Преобразование топлива, в том числе	-60,0	-54,8	-60,2	-57,5	-59,7					
Производство нефтепродуктов	-60,0	-54,8	-60,2	-57,5	-59,7					
Переработка газа		0,0			0					
Обогащение угля		0,0			0					
Собственные нужды		0,0								
Потери при передаче		0,0								
Конечное потребление энергетических ресурсов	80,0	1889,1	2052,1	96,6	96,6					
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство		8,9	19,4	15,5	15,5					
Промышленность	24,0	1829,8	1976,1	7,3	7,3					
(С) Добыча полезных ископаемых		0,3	0,3	0,3	0,3					
(D) Обрабатывающие производства	24,0	1829,5	1975,8	7,0	6,9					
(F) Строительство		0,0	0,0	0,0	0					
(M+N+O) Сфера услуг		3,5	2,5	2,4	2,4					
(99.9) Прочие виды деятельности		33,9	30,8	33,8	33,8					
Население	56,0	4,0	14,5	14,5	14,4					
Неэнергетическое использование	1 580,0	9,0	8,9	23,2	23,1					

Таблица 1.17.4. Единый топливно-энергетический баланс электрической и тепловой энергии Иркутской области за 2014-2018 годы (тыс. т. у. т.)

Наименование показателя	Электрическая энергия					Тепловая энергия				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Производство энергетических ресурсов							0,0			
Ввоз	578,1	1110,5	667,6	1147,0	1 045,5		0,0			
Вывоз	-848,7	-607,7	0,0	-517,9	-617,8		0,0			
Изменение запасов		0,0	0,0	0,0	0		0,0			
Потребление первичной энергии	-270,6	502,9	333,1	629,1	427,7		0,0			
Статистическое расхождение		0,0	334,5	0,0	0		-45,2	-22,5	-33,54	-107,3
Производство электрической энергии	7 257,0	5983,0	5888,1	6004,2	6 419		0,0	0,0	0,0	0
Производство тепловой энергии, в том числе	-172,2	-46,0	-36,3	-22,6	-20,9	5 914,3	5137,7	5534,2	5371,5	5 468,3
Теплоэлектростанции	-115,6	0,0				3 808,6	3329,5	3567,9	3476,6	3 634,2
Котельные		0,0				1 500,9	1758,0	1633,4	1270,5	1 216,1
Электрокотельные и утилизация тепла	-56,6	-46,0	-36,3	-22,6	-20,9	604,8	50,3	332,9	624,5	617,9
Преобразование топлива, в том числе	-114,9	-55,8	-67,5	-56,3	-53,7	-460,7	-247,0		-246,5	-240,7
Производство нефтепродуктов	-114,9	-55,8	-67,5	-56,3	-53,7	-460,7	-247,0		-246,5	-240,7
Переработка газа		0,0					0,0			0
Обогащение угля		0,0					0,0			0
Собственные нужды	-244,8	-245,4	-247,3	-254,4	-276,7		0,0	-273,8	-133,1	-139,4
Потери при передаче	-504,3	-543,4	-615,0	-582,3	-567,8	-505,2	-341,5	-440,6	-340,5	-381,2
Конечное потребление энергетических ресурсов	5 950,2	5595,2	5699,0	5717,7	5 927,5	4 948,4	4594,4	4797,3	4685,0	4 814,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	100,9	98,8	80,6	79,1	81,8	90,6	70,1	72,8	69,7	68
Промышленность	3 990,9	3556,0	4036,7	4146,4	3 934,9	2 502,4	2542,3	2654,0	2634,5	2 649,1
(С) Добыча полезных ископаемых	215,3	303,7	315,2	341,5	342 301	80,2	84,7	94,7	84,9	88,5
(D) Обрабатывающие производства	3 624,3	3252,3	3721,5	3804,9	3 592,6	2 125,0	2457,6	2559,2	2549,6	2 560,5
(F) Строительство	35,7	29,4	34,7	33,0	30,9	22,3	10,0	7,5	7,7	6,5
(M+N+O) Сфера услуг	50,4	428,4	474,6	453,0	529,4	215,5	91,7	78,5	70,8	74,8
(99.9) Прочие виды деятельности	258,3	893,1	465,0	380,7	381,2	191,7	372,3	409,5	425,1	460,2
Население	1 004,9	589,6	607,3	625,5	969	1 768,3	1508,0	1575,0	1477,3	1 555,5
Неэнергетическое использование	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

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.

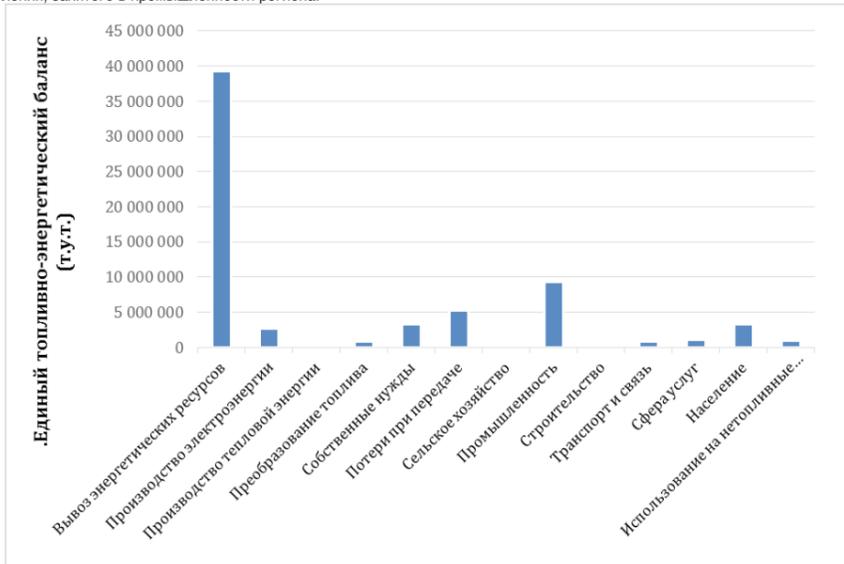


Рисунок 1.15. Топливо-энергетический баланс Иркутской области за 2018 год

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).

ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1. Оценка балансовой ситуации и наличия энергоузлов, в которых выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких мест»)

Анализ балансовой ситуации за прошедший год, который подробно представлен в пункте 2.1.1 показал, что в 2019 году в энергосистеме Иркутской области всего было установлено ограничений на выдачу мощности на 2 163,9 МВт, в том числе плановых – 379,4 МВт (ТЭС – 122 МВт, ГЭС – 257,4 МВт), неплановых – 1784,5 МВт (ТЭС – 8,3 МВт, ГЭС – 1710,5 МВт).

Величина ремонтного снижения мощности составила 1289,2 МВт, из них ТЭС -372,0 МВт, ГЭС -917,2 МВт. Величина ремонтного снижения из-за аварийных и неплановых ремонтов составила 150 МВт.

Ограничений на выдачу мощности по аварийным заявкам, по топливу в следствии реконструкции или вынужденного простоя за 2019 год не наблюдалось.

Резерв составил всего 1016,0 МВт, из них ТЭС – 715,1 (Участок № 1 ТЭЦ-9 – 21,3 МВт, ТЭЦ-6 – 82,4 МВт, ТЭЦ-9 52,0 МВт, ТЭЦ-10 – 153,5 МВт, ТЭЦ-11 – 149,1 МВт, НИТЭЦ – 0,4 МВт, УИТЭЦ – 198,9 МВт, НЗТЭЦ – 50,8 МВт), ГЭС – 300,9 МВт (Братская ГЭС – 300,9 МВт).

Перегруз по станциям энергосистемы Иркутской области составил всего 14,1 Мвт, из них Иркутская ТЭЦ-9 – 5,5 МВт, Иркутская ТЭЦ-10 – 1,1 МВт, Иркутская ТЭЦ-11 – 5,5 МВт, Усть-Илимская ТЭЦ – 2,0 МВт.

2.1.1. Оценка балансовой ситуации за прошедший год

Фактический баланс мощности на час прохождения максимума за 2019 год, включая плановые/неплановые ограничения, располагаемую мощность электростанций с учетом перегруза приведен в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Фактический баланс мощности за 2019 год

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность	Плановые ограничения	Неплановые ограничения
ТЭС	3 886,3	3 770,1	122,0	8,3
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79,0	54,0	25,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-6	270,0	244,0	26,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	545,5	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-10	1 110,0	1 111,1	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	320,8	5,0	0,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	0,0	0,0
Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	451,0	66,0	0,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	0,0	0,0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	0,0	0,0
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	0,0	0,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	0,0	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	15,7	0,0	8,3
ГЭС (ВЭС)	9 088,4	7 120,5	257,4	1710,5
Иркутская ГЭС	662,4	402,9	0,0	259,5
Братская ГЭС	4 500,0	4 242,6	257,4	0,0
Усть-Илимская ГЭС	3 840,0	2 463,5	0,0	1 376,5
Мамаканская ГЭС	86,0	11,5	0,0	74,5
Эл.станции пром. предприятий	157,4	91,7	0,0	65,7
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	113,0	61,0	0,0	52,0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	44,4	30,7	0,0	13,7

Информация о ремонтах, в том числе краткосрочных, среднесрочных, аварийных и так далее приведена в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2. Информация о ремонтах агрегатов станций

Наименование станции	К.Р., МВт	С.Р.	Т.Р.	А.Р.	ПЛ годовой	ПЛ месячный	НПЛ
ТЭС	0	0	222	150	652	766,3	158,3
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-6	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-9	0	0	50	0	50	100	0
Иркутская ТЭЦ-10	0	0	150	150	290	290	150
Иркутская ТЭЦ-11	0	0	22	0	72	101,3	0
Ново-Иркутская ТЭЦ	0	0	0	0	113	175	0
Усть-Илимская ТЭЦ	0	0	0	0	97	70	0
Ново-Зиминская ТЭЦ	0	0	0	0	30	30	0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0
Участок ТИИТС Иркутской ТЭЦ-6	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-12	0	0	0	0	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-16	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0	0	0	0	0	0	8,3
ГЭС (ВЭС)	225,8	-	691,4	0	1512,5	1512,5	0
Иркутская ГЭС	0	-	0	0	82,8	82,8	0
Братская ГЭС	225,8	-	691,4	0	928,2	928,2	0
Усть-Илимская ГЭС	0	-	0	0	480	480	0
Мамаканская ГЭС	0	-	0	0	21,5	21,5	0
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	0	0	0	0	0	0	0

2.1.2. Энергорайоны с высокими рисками нарушения электроснабжения

2.1.2.1. Бодайбинский энергорайон Иркутской области

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;
- ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан 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.

Ввод объектов ПАО «ФСК ЕЭС» в рамках «Пеледуйского кольца», а также установка БСК на ПС 220 кВ Мамакан и ПС 110 кВ Перевоз, позволили стабилизировать обстановку в Бодайбинском энергорайоне. В 2019 году 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 ноября 2017 года № 1125):

- строительство и ввод в работу ПС 220 кВ Сухой Лог и ВЛ 220 кВ Пел

Чаянгро.

Выполнение мероприятий по электросетевому строительству/ реконструкции в 2021 году предполагают: 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 Полус для подключения ВЛ 110 кВ Полус-Высочайший; реконструкцию ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полус №1 с заменой провода.

В связи с началом разработки новых месторождений рудного золота «Чертова 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 февраля 2020 года №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 обуславливать 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 нижнем 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 здания 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.

2.1.3. 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 только Усть-Илимской ГЭС. В контролируемом сечении (КС) «Выдача мощности Усть-Илимской ГЭС» максимально допустимые перетоки активной мощности ограничены по условию сохранения динамической устойчивости генераторов Усть-Илимской ГЭС.

2.1.4. Энергоузлы с выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной и ремонтных схемах электрической сети в зимний или летний период, и перечень мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений

2.1.4.1. Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун ограничен ПС 500 кВ Тайшет и ПС 500 кВ Тулун ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет;
- выключатель ВЛ 110 кВ Замзор – Шиберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шиберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями являются ОАО «РЖД», ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 163 тыс. человек.

На данном транзите наблюдается проблема с перегрузкой оборудования и снижением напряжения, а также недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, либо ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, либо ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, либо ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук в нормальной схеме в зимний период максимальных нагрузок при максимальной нагрузке транзита 235,6 МВт (16.03.2018 14-06 мск) и перетока мощности в КС Братск – Красноярск при направлении на восток величиной 2000 МВт при фактической в момент максимума нагрузки температуре +2°С.

При отключении ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

- провода ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 11 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А), на ПС 110 кВ Замзор на 21 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- разъединителей (шинного ШР-1-110 Замзор, линейного, обходного в случае работы присоединения через обходной выключатель) разъединители (3 штуки) ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 61 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);
- выключателя, разъединителя, ВЧ заградителя, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 110 кВ Замзор на 27 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

При отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

- провода ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 6 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на 48 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- трансформатора тока секционного выключателя на ПС 110 кВ Силикатная на 26 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А), секционного выключателя ПС 110 кВ Силикатная на 20 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 630 А),
- разъединителей (шинного ШР-1-110 (ШР-2-110) Силикатная, линейного, обходного в случае работы присоединения через обходной выключатель) на ПС 500 кВ Тайшет на 54% (924 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок и ПС Замзор на 10 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А);
- выключателя, разъединителя, ВЧЗ, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС Замзор на 15 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка указанного оборудования не допускается. Фактический случай превышения АДТН ЛЭП был зафиксирован 4 февраля 2017 года, отключалась ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, вследствие чего в период с 09-57 до 13-03 токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками неоднократно превышала длительно допустимую токовую нагрузку 600 А, максимальное значение токовой нагрузки составило 720 А. Для устранения перегрузки выполнялись мероприятия по повышению напряжения в прилегающей сети, делению транзита, осуществлялся ввод ГВО на величину 2,7 МВт (Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 4 февраля 2017 года).

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- отключение МВ-110 Тулушка и МВ-110 Куйтун на ПС 500 кВ Тулун;
- отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ и загрузка до располагаемой мощности 260 МВт Ново-Зиминской ТЭЦ;
- размыкание транзита 110 кВ Тайшет – Тулун на ПС 110 кВ Нижнеудинск путем выполнения перефиксации В-110 кВ Шиберта со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации В-110 кВ ВРЗ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации трансформатора 3Т с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; перефиксации трансформатора 2Т со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск; отключения ШСВ-110 на ПС 110 кВ Нижнеудинск.

С учетом применения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для исключения указанной перегрузки требуется ввод ГАО в объеме до 134 МВт с учетом 1-го мероприятия, 95 МВт с учетом 2-го мероприятия, 10 МВт с учетом 3-го мероприятия.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является замена оборудования на ПС 500 кВ Тайшет:

- в ячейке ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками: ошиновки марки АС-185/29, разъединителей, на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С;
- в ячейке ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха ошиновки марки АС-185/29, разъединителей, на оборудование с ДДТН более 674 А при +2°С.

2.1.4.2. Недостаточная пропускная способность 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 зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 34 % (767 А при номинальном токе 573 А, для АТ-2 в соответствии с данными ОАО «ИЭСК» коэффициенты перегрузки в зависимости от температуры окружающей среды не

применяются). В период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2°С при отключении АТ-1 (АТ-2) имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ 31 % (750 А при номинальном токе 573 А) и 26 % (735 А при номинальном токе 585 А).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

Схемно-режимное мероприятие (СРМ) №1:

- на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шиберта I цепь с отпайками;
- на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулушка – Тулун.

После выполнения СРМ №1 токовая перегрузка составляет на АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 22 % (697 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается); на АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 17 % (685 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

Схемно-режимное мероприятие (СРМ) №2:

отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения СРМ №2 токовая перегрузка составляет на АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 6 % (605 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается); на АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 2 %, что допустимо (595 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт. Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС, являются:

установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2020-2026 в соответствии с ТУ на ТП).

замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ с номинальным током не менее 605 А при +2°С.

Указанные мероприятия являются альтернативными друг другу. Соответственно, если будет откладываться установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (при отказе заявителя по ТУ на ТП), то необходимо выполнение мероприятия по замене АТ-2.

2.1.4.3. 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 – Шиберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шиберта 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.

Схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является отключение 2 АТ (1 АТ) ПС 500 кВ Тайшет в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет на 85 % (532 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при –33°С равен 120 %).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. На ПС 110 кВ Замзор отключить В-110 вв Водопад.
2. При направлении перетока мощности от шин 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет:
 - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 Восточная;
 - на ПС 500 кВ Тайшет отключить МВ-110 Новочунка;
 - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-43;
 - на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-46.
3. При напряжении на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая выше 110 кВ отключить СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Бюрос с переводом нагрузки с Т-1 на Т-2.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет составляет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при –33°С равен 120 %). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 70 МВт на ПС 500 кВ Тайшет и ПС 110 кВ Бюрос.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

- установка 3 АТ на ПС 500 кВ Тайшет (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы в соответствии с ТУ на ТП).

2.1.4.4. Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В расчетах учтено включение БСК на ПС 220 кВ Лена действии АОСН.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при –30°С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуника 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 Коршуника – 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).

Ограничивающими элементами являются:

- провод участка ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая марки АС-150/24;
- выключатель ячейки ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуника;
- трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуника и на ПС 110 кВ Хребтовая;
- секционный выключатель на ПС 110 кВ Хребтовая;
- разъединители СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая.

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и Восточно-Сибирской железной дороги филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается. В настоящее время имеются 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, т.к. 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 величину до 15 МВт на ПС 110 кВ транзита Коршуника – Лена.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является применение ПА на ПС 220 кВ Коршуника (АОПО ВЛ 110 кВ Коршуника – Хребтовая с УВ на ОН).

2.1.4.5. Энергоузел ПС 110 кВ Усть-Орда

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.

Ввиду того, что существенного изменения режимно-балансовой ситуации в остальные годы расчетного периода (2023-2025 годов) в энергорайоне ВЭР не прогнозируется, расчеты выполнялись на периоды 2021 - 2022 года (в 2021 и 2022 году планируются к установке БСК на ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Новая Уда соответственно). Выводы по результатам расчетов на этапе 2021 и 2022 годов справедливы для остальных расчетных периодов.

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

При расчетах электрических режимов максимальное потребление энергорайона ВЭС в зимний период составляет 384,7 МВт (согласно информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I(II) цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок 2021 года (при температуре ОЗМ –32°С). При этом в данной схеме включен выключатель В-110 ТЭЦ-10 Б на ПС 110 кВ Урик. В данной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ошиновок на ПС 110 кВ Усть-Орда на 45,3% (722 А при АДТН 497 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-Орда на 20,3% (722 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик на 31,1% (787 А при АДТН 600 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 24,9% (787 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,6% (722 А при АДТН 630 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,6 % (722 А при АДТН 630 А);
- ошиновки на ПС 110 кВ Урик на 16% (787 А при АДТН 678 А).

Другой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок (при температуре ОЗМ –32°С). В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ошиновок на ПС 110 кВ Усть-Орда на 45 % (721 А при АДТН 497 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Усть-Орда на 20,2 % (721 А при АДТН 600 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 20,4% (759 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 18,3% (745 А при АДТН 630 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 14,4 % (721 А при АДТН 630 А).

Еще одной схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима

из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк. В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ВЧЗ на Иркутской ТЭЦ-10 на 35% (810 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Оса и ПС 220 кВ Черемхово на 4,5 % (627 А при АДТН 600 А);
- провод ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск на 63% (810 А при АДТН 497 А);
- провод отпайки на ПС 110 кВ Никольск от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А на 63% (810 А при АДТН 497 А);
- разъединителей на ПС 110 кВ Усть-Орда на 28,5% (810 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 35% (810 А при АДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Усть-Орда на 35% (810 А при АДТН 600 А).

Однако при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк сработает АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с действием на отключение нагрузки потребителей (В 110 Т-1, Т-2, В-110 Электрокотельная А, Б), тем самым снизив токовую загрузку ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А), ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово ниже ДДТН указанных ВЛ.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2022 года, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в период ремонта ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск в зимний период максимальных нагрузок (при температуре ОЗМ -32°С). В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- ошников на ПС 110 кВ Усть-Орда на 49,9 % (745 А при АДТН 497 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Усть-Орда на 24,2 % (745 А при АДТН 600 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Урик на 18,3% (745 А при АДТН 630 А);
- ВЧЗ на ПС 110 кВ Усть-Орда на 18,3% (745 А при АДТН 630 А).

Другой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк. В указанной схемно-режимной ситуации наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току ВЧЗ на Иркутской ТЭЦ-10 на 13,3% (680 А при АДТН 600 А).

Однако при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк в период ремонта ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II(II) цепь с отпайкой на ПС Оёк сработает АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск с действием на отключение нагрузки потребителей (В 110 Т-1, Т-2, В-110 Электрокотельная А, Б), тем самым снизив токовую загрузку ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-А), ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово ниже ДДТН указанных ВЛ.

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

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне ВЭС в объёме 66 МВт в 2021 году и 64 МВт в 2022 году.

В качестве мероприятия, направленного на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагается установка устройств ПА: АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк на ПС 110 кВ Урик в 2020 году. В качестве управляющих воздействий ПА следует принять отключение нагрузки потребителей энергорайона ВЭР.

2.1.4.6. Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

- ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг;
- ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха;
- АТ-1 ПС 220 кВ Слюдянка;
- АТ-2 ПС 220 кВ Слюдянка.

Объекты электрогенерации в энергорайоне отсутствуют.

Максимальное потребление энергорайона в период летних максимальных нагрузок составляет 173 МВт (по информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ) при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С.

2.1.4.7. 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

Расчеты выполнялись на период 2021 и 2022 года (в 2022 году ожидается увеличение нагрузки на ПС 220 кВ Слюдянка по ТУ на ТП (см. таблицу 3.10.1 Тома 2). С учетом коэффициента реализации для рассматриваемого периода летних максимальных нагрузок принята в расчетах величина активной мощности по ТУ на ТП составила 20,75 МВт. Выводы по результатам расчетов на этапах 2021 и 2022 года справедливы для остальных расчетных периодов, т.к. в остальные года расчетного периода увеличения нагрузки в рассматриваемом энергорайоне не прогнозируется.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2021 года, является совместный ремонт ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (или ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) в период ремонта АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (в расчетах учтен тот факт, что при ремонте АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка отключаются также ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка) в период летних максимальных нагрузок 2021 года. В указанных схемно-режимных ситуациях наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 70,4 % (714 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 18,1 % (495 А при ДДТН 419 А);
- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 19% (714 А при ДДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 13,3% (714 А при ДДТН 630 А);
- выключателей на ПС 110 кВ Рассоха на 13,3% (714 А при ДДТН 630 А);
- ошников на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 70,4% (714 А, при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 61,8% (678 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 7,6% (678 А при ДДТН 630 А);
- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 47,7% (619 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 61,8% (678 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 10,9% (619 А при ДДТН 558 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 3,1% (619 А при ДДТН 600 А);
- ошников 110 кВ АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (АС-185/24) на 15,6% (645 А при ДДТН 558 А);
- АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка на 6,9% (645 А при ДДТН 603 А (учтена допустимая круглогодичная перегрузка);
- разъединителей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 7,5 % (645 А при ДДТН 600 А);
- выключателей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 2,4% и 7,5% соответственно (645 А при ДДТН 630 А и 600 А).

Для исключения недопустимой перегрузки ошников 110 кВ на ПС 220 кВ Слюдянка, АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка рассматривается ряд схемно-режимных мероприятий:

- разрыв транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка путем отключения выключателей ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками и ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками на ПС 220 кВ Слюдянка;
- перевод РПН АТ-8, АТ-9 ПС 220 кВ Шелехово в положение «15» и «1» соответственно.

При этом наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 82,1 % (763 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 24,6 % (522 А при ДДТН 419 А);
- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 27,2% (763 А при ДДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);
- выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);
- ошников на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 24,4% (784 А при ДДТН 630 А);
- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 74,4% (731 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 21,8% (731 А при ДДТН 600 А);
- ошников на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 31% (731 А при ДДТН 558 А).

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне в объёме до 64 МВт.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагается:

- замена провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 492 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на провод с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена разъединителей 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово на разъединители с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на выключатели с ДДТН не менее 742А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на трансформаторы тока с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на трансформаторы тока с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена ошников на ПС 110 кВ Рассоха на провод с ДДТН не менее 742 А при температуре окружающего воздуха +18°С;

- замена ошников на ПС 110 кВ Большой Луг на провод с ДДТН не менее 714 А при температуре окружающего воздуха +18°С;
- замена трансформаторов тока ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная на ПС 110 кВ Подкаменная на трансформаторы тока с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С (замена трансформатора тока на ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная необходима для обеспечения идентичности параметров трансформаторов тока и корректной работы РЗА);
- замена ошников на ПС 110 кВ Подкаменная на провод с ДДТН не менее 656 А при температуре окружающего воздуха +18°С.

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений на этапе 2022 года, является совместный ремонт ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг (или ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха) в период ремонта АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (в расчетах учтен тот факт, что при ремонте АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка отключаются также ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка) в период летних максимальных нагрузок 2021 года. В указанных схемно-режимных ситуациях наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:

- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 81,1 % (759 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 28,6 % (539 А при ДДТН 419 А);
- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 26,5% (759 А при ДДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 20,5% (759 А при ДДТН 630 А);
- выключателей на ПС 110 кВ Рассоха на 20,5% (759 А при ДДТН 630 А);
- ошников на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 81,1% (759 А, при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 72,5% (723 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 14,8% (723 А при ДДТН 630 А);
- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 58,2 % (663 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 72,5% (723 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 18,8% (663 А при ДДТН 558 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 10,5% (663 А при ДДТН 600 А);
- ошников 110 кВ АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка (АС-185/24) на 27,6 % (712 А при ДДТН 558 А);
- АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка на 18,1% (712 А при ДДТН 603 А (учтена допустимая круглогодичная перегрузка);
- разъединителей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 18,6 % (712 А при ДДТН 600 А);
- выключателей 110 кВ АТ1, АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 13% и 18,6 % соответственно (712 А при ДДТН 630 А и 600 А).

Для исключения недопустимой перегрузки ошников 110 кВ на ПС 220 кВ Слюдянка, АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка рассматривается ряд схемно-режимных мероприятий:

- разрыв транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка путем отключения выключателей ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками и ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками на ПС 220 кВ Слюдянка;
- перевод РПН АТ-8, АТ-9 ПС 220 кВ Шелехово в положение «15» и «1» соответственно.
- При этом наблюдается недопустимая перегрузка оборудования по току:
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная (АС-120/19) на 24,6 % (522 А при ДДТН 419 А);
- разъединителей на ПС 220 кВ Шелехово на 27,2% (763 А при ДДТН 600 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);
- выключателей ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха на 21,1% (763 А при ДДТН 630 А);
- ошников на ПС 110 кВ Рассоха (АС-120/19) на 82,1% (763 А при ДДТН 419 А);
- провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Большой Луг на 24,4% (784 А при ДДТН 630 А);
- провода ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная (АС-120/19) на 74,4% (731 А при ДДТН 419 А);
- трансформаторов тока на ПС 110 кВ Подкаменная на 21,8% (731 А при ДДТН 600 А);
- ошников на ПС 110 кВ Большой Луг (М-120) на 87,1% (784 А при ДДТН 419 А);
- ошников на ПС 110 кВ Подкаменная (АС-185) на 31% (731 А при ДДТН 558 А).

Для исключения перегрузки оборудования необходим ввод ГАО в энергорайоне в объёме до 64 МВт.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО, предлагается тот же перечень мероприятий, что и на этапе 2021 года.

2.1.4.8. Транзит 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Таксимо – Усть-Кут

Энергорайон ограничен следующими сетевыми элементами:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная;
- ВЛ 220 кВ Якурим – Ния.

На территории энергорайона расположены объекты ООО «Транснефть-Восток», АО «Витимэнерго», Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское ПМЭС и др. Максимальное потребление энергорайона в период зимних максимальных нагрузок составляет 533 МВт (по информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ) при температуре ОЗМ -32°С.

2.1.4.9. Недостаточная пропускная способность ВЛ 220 кВ транзита. Этап 2021 года

Наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная); аварийное отключение ВЛ 220 кВ НПС-6 № 2(1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в период зимних максимальных нагрузок.

Далее все значения МДП в контролируемых сечениях указаны с учетом нерегулярных колебаний (далее - НК) активной мощности. Графические схемы послеаварийных режимов отсутствуют ввиду несходимости расчетного процесса в ПК RastWin 3, а следовательно – отсутствует возможность отразить послеаварийный режим в графическом виде. Фактический переток активной мощности в послеаварийном режиме определен на основании режимно-балансовой ситуации доаварийного режима.

На этапе 2021 года переток активной мощности в контролируемом сечении (далее – КС) «Усть-Кут – НПС-6» составляет 207,4 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 490 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 235 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составляет 182,2 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 468 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО объёмом 213 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-7 –НПС-9» составляет 154,2 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8 в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 446 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I(II) цепь с отпайкой на ПС НПС-8, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 301 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» составляет 127,4 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Якурим – Ния) в период ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная) переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 401 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для исключения обесточения потребителей необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объёмом 256 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составляет 248,4 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет

682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 456 МВт, что превышает МДП в данном КС.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объемом 74 МВт.

На этапе 2021 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» составляет 216 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 423 МВт, что превышает МДП в данном КС.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 109 МВт.

2.1.4.10. Этап 2022 года

На этапе 2022 года наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2) в период летних максимальных нагрузок.

На этапе 2022 года переток активной мощности в контролируемом сечении «Усть-Кут – НПС-6» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 138 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 368 МВт, что превышает МДП.

Схемно-режимные мероприятия, выполняемые для ввода параметров режима в область допустимых значений, отсутствуют. Ввод в работу ТЭЦ ЗНХ не влияет на схемно-режимную ситуацию, т.к. выдача мощности в сеть не предполагается.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объемом 113 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 136 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 366 МВт, что превышает МДП.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объемом 111 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 116 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы (ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) в нормальной схеме. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 346 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 201 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 89 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 319 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, т.к. ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 174 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 90 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет 682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1 и № 2 переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 369 МВт, что превышает МДП (без НК) в данном КС.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 4 МВт.

На этапе 2022 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 66 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 345 МВт, что превышает МДП в данном КС.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 31 МВт.

2.1.4.11. Этап 2023 года

На этапе 2023 года наиболее тяжелой схемно-режимной ситуацией, в которой наблюдается выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2) в период летних максимальных нагрузок.

На этапе 2023 года переток активной мощности в контролируемом сечении (далее – КС) «Усть-Кут – НПС-6» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 124 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «Усть-Кут – НПС-6» составит 371 МВт, что превышает МДП.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объемом 116 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 114 МВт (МДП составляет 255 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 №1(2) на ПС 220 кВ НПС-6) составляет 420 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-6 – НПС-7» составит 361 МВт, что превышает МДП.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГВО в энергорайоне суммарным объемом 106 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 103 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) с отпайкой на ПС НПС-8 при аварийном отключении ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы (ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 (ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы) в нормальной схеме. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 350 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 или АРПТ ВЛ 220 кВ НПС-7 – Рассолы на ПС 220 кВ НПС-9, что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 205 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «НПС-9 – Пеледуй» при совместном ремонте ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная составляет 80 МВт (МДП составляет 145 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2(1) при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2). МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) на ПС 220 кВ НПС-9) составляет 275 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2) в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная переток активной мощности в КС «НПС-7 – НПС-9» составит 327 МВт, что превышает МДП с учетом УВ от ПА. Произойдет срабатывание АРПТ ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1(2), что приведет к обесточению всех потребителей транзита, так как ПА действует только на отключение перегружаемой ВЛ.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 182 МВт.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 90 МВт (МДП составляет 382 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния. МДП с учетом УВ от ПА (АРПТ ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 500 кВ Усть-Кут) составляет 682 МВт, критерий определения – исключение превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная в нормальной схеме). С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская в период совместного ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 и № 2 переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 363 МВт, что не превышает МДП в данном КС.

На этапе 2023 года переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск» при ремонте ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1(2) составляет 64 МВт (МДП составляет 314 МВт, критерий определения – исключение превышения АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан. С учетом наброса мощности при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1) в период ремонта ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (или ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) переток активной мощности в КС «Усть-Кут – Киренга» составит 337 МВт, что превышает МДП в данном КС.

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

Для ввода параметров режима в область допустимых значений необходим ввод ГАО в энергорайоне суммарным объемом 23 МВт.

На этапах 2024 и 2025 года объемы ГАО и ГВО, необходимые для ввода параметров режима в область допустимых значений, возрастают в связи с ростом нагрузок на ПС 220 кВ Витим.

В качестве мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО и ГВО, предлагается установка устройств ПА в 2020 году:

АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан на ПС 220 кВ Киренга (КУ-30);

АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма на ПС 220 кВ Киренга (КК-31);

соответствующих Стандарту организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018. «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» и предполагающих наличие промежуточных ступеней, действующих на отключение нагрузки потребителей.

В проекте СиПР ЕЭС на 2020 – 2026 годы в качестве мероприятия, альтернативного планируемому масштабному сетевому строительству (строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская, ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо и установкой АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА) рассматривается возможность строительства ТЭС в Бодайбинском энергорайоне установленной мощностью не менее 483 МВт (при этом данное мероприятие отсутствует в планах каких-либо собственников). Минимальное количество энергоблоков ТЭС – три блока (в целях обеспечения осуществления плановых ремонтов единиц генерирующего оборудования, а также с учетом рисков аварийных отключений генерирующего оборудования).

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

2.1.5.1. 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».

Наиболее сложной СРС, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является двойная ремонтная схема: отключены 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). В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО на величину до 60 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленными на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

- установка БСК на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар;

- установка БСК мощностью 30 Мвар на ПС 110 кВ Тайшет-Запад.

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

При расчетах электрических режимов максимальное потребление электроэнергии ВЭС в зимний период составляет 384,7 МВт (согласно информации Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ).

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 (со стороны ПС 220 кВ Черемхово, при этом нагрузка 1Т ПС 110 кВ Свирск и 1Т ПС 110 кВ Карьерная находится на питании от ПС 110 кВ Оса) в зимний период максимальных нагрузок 2021 года (при температуре ОЗМ -32°С).

При выполнении расчетов на этап 2021 года учтен ввод в работу БСК 30 Мвар на ПС 110 кВ Оса.

В данной схемно-режимной ситуации наблюдается снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ энергорайона ВЭС ниже АДН 84,7 кВ – до 55,1 кВ (на ПС 110 кВ Оса). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений выполняются следующие режимные мероприятия:

загрузка по реактивной мощности генерирующего оборудования Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10 Ново-Иркутской ТЭЦ;

загрузка по реактивной мощности СК на ПС 500 кВ Иркутская.

После выполнения указанных режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ энергорайона ВЭС остается ниже МДН (88,6 кВ) и АДН (84,7 кВ) и составляет 56,1 кВ (на ПС 110 кВ Оса). В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме 20 МВт в энергорайоне ВЭС.

На этапе 2022 года параметры режима находятся в области допустимых значений (так как при выполнении расчетов учтен планируемый ввод в работу БСК на ПС 110 кВ Новая Уда).

В качестве мероприятия, направленного на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений и исключения необходимости ввода ГАО в 2021, предлагается установить БСК 2x15 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда на этапе 2021 года (вместо 2022 года).

Таким образом, суммарная вновь вводимая мощность БСК составит 78 Мвар (БСК 2x12 Мвар на ПС 110 кВ Оса, БСК 2x15 Мвар на ПС 110 кВ Новая Уда и БСК 2x10 Мвар на ПС 110 кВ Свирск).

2.1.5.3. Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений является аварийное отключение 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) в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная ниже аварийно допустимого значения (далее – АДН) 85,6 кВ. При этом режим не балансируется по причине недопустимого снижения напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная.

В качестве СРМ, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- включение в работу ИРМ-1, ИРМ-2 на ПС 500 кВ Тулун;
- включение в работу ИРМ-2-110 на ПС 110 кВ Водопад;
- загрузка по реактивной мощности СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская;
- загрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения указанных СРМ напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже минимально допустимого значения (далее – МДН) 90,6 кВ и АДН 85,6 кВ. При этом режим не балансируется по причине недопустимого снижения напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 20 МВт на ПС 110 кВ рассматриваемого транзита.

В качестве мероприятий, позволяющих обеспечить требуемые параметры электроэнергетического режима в рассматриваемой СРМ, предлагаются (мероприятия альтернативны друг другу):

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

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

Материалы (заключение о техническом состоянии и так далее), подтверждающие указанную проблематику, приведены в СИПР Иркутской области на 2020-2024 годы.

2.1.6.1. Братский ПП 500 кВ

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 в 5 раз 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-масляной 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.

2.1.6.2. ПС 500 кВ Иркутская

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 АОРДЦТН-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 хроматографического 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 введен 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 СО и СО₂, 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 введен в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981 году. Начиная с 2000 года периодически происходит превышение концентрации в масле газов СО₂, а с 2005 года также наблюдается превышение концентрации в масле газов СО, что свидетельствует о перегревах твердой 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 введен 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 проведенного капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов СО₂) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9. В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220 кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937, необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

Иркутская область является регионом с большим природным энергетическим потенциалом и самой низкой стоимостью электроэнергии в стране. В регионе имеются большие запасы углеводородов и угля, а также большие возможности для развития гидроэнергетики, которая является основным источником генерации электроэнергии. Все это обуславливает привлекательные условия ведения бизнеса в регионе.

В настоящее время на территории Иркутской области существуют избыточные мощности для организации поставок электрической и тепловой энергии. Связано это как правило с внедрением энергосберегающих технологий на крупных производственных предприятиях, и с закрытием неэффективных промышленных производств. В результате образовался запас мощностей на существующих электростанциях, как по электрической, так и по тепловой энергии, что сделало Иркутскую область энергоизбыточным регионом.

В то же время, несмотря на избыток мощностей в целом, в пределах Иркутской области существуют районы, где наблюдаются проблемы с энергообеспечением (например, Бодайбинский район).

Обладая уникальными запасами углеводородов, Иркутская область по уровню использования газа в топливно-энергетическом балансе уступает субъектам европейской части Российской Федерации. Этот факт в свою очередь не позволяет снизить негативное воздействие существующими объектами энергетики на окружающую среду. Однако, при существующем объеме добычи угля и количестве трудовых ресурсов, вовлеченных в угольную отрасль, перевод тепловых котельных на газ может нести негативные социальные и экономические последствия.

Активное проведение энергосберегающей политики позволит повысить технический уровень энергетического комплекса Иркутской области и осуществить модернизацию не только объектов электроэнергетики и топливно-энергетического комплекса в целом, но и действующих производств, а также, при сохранении комфортных условий у конечных потребителей, снизить финансовую нагрузку, связанную с энергоресурсопотреблением, на бюджеты всех уровней.

Модернизация и повышение энергоэффективности экономики Иркутской области являются основными механизмами для снижения электро- и энергоёмкости внутреннего валового продукта.

Стратегические цели развития электроэнергетики Иркутской области включают:

- обеспечение энергетической безопасности региона;
- удовлетворение потребностей экономики и населения региона в электрической энергии (мощности);
- обеспечение надежности работы системы электроснабжения региона;
- обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой эффективности производства, транспортировки, распределения и использования электроэнергии;
- внедрения интеллектуальных систем управления на базе цифровых технологий;
- построение цифровой СИМ-модели по единому отраслевому стандарту
- для информационного взаимодействия со всеми контрагентами;
- создание общедоступной, надежной, прозрачной и проверяемой интеллектуальной системы коммерческого учета электрической энергии.

- Для развития электроэнергетики необходимо решение следующих основных задач:
- обеспечение широкого внедрения новых высокоэффективных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и, тем самым, построение электроэнергетики на качественно новом технологическом уровне;

- создание эффективной системы управления функционированием и развитием энергосистемы и электроэнергетики региона в целом, обеспечивающей минимизацию затрат;
- обеспечение эффективной политики органов власти в электроэнергетике;
- диверсификация ресурсной базы электроэнергетики путем увеличения доли газа в производстве электроэнергии на ТЭС, расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- сбалансированное развитие генерирующих мощностей и электрических сетей, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;
- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет более эффективного использования местных энергоресурсов и сокращения объемов потребления возобновимых светлых нефтепродуктов;
- разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых объектов;
- снижение негативного воздействия энергетики на окружающую среду.

Прирост спроса на электрическую энергию до 2025 года, прогнозируется на основании ввода новых крупных потребителей, модернизации и реконструкции действующих производств.

Значительное увеличение потребления электроэнергии связано с:

- реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Транссибирской (далее — Транссиб) и Байкало-Амурской (далее — БАМ) железнодорожных магистралей;
- ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода;
- строительством в г. Усть-Илимске целлюлозно-картонного комбината;
- строительством электрометаллургического завода (АО «СЭМЗ»),
- развитии существующих золотодобывающих предприятий (ПАО «Высочайший», ООО «Красный», ООО «Друза», ООО «СЛ Золото», АО «Полос Вернинское»), а также освоение новых перспективных месторождений золота, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд «Сухой Лог» и «Чертово Корято»;
- на Братском заводе ферросплавов продолжится модернизация производства и тд.

В рамках завершения программы расширения до проектного уровня пропускной способности трубопроводной системы ВСТО на участке от головной НПС «Тайшет» до НПС «Сковородино» на территории Иркутской области в предстоящий период будут построены новые НПС. Дополнительная потребность в электрической энергии будет формироваться за счет строительства жилых комплексов, в первую очередь в г. Иркутске, Иркутском, Ангарском и Шелеховском районах.

3.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на пятилетний период по каждому году прогнозируемого периода

3.2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по базовому варианту разработанной и утвержденной в текущем году СИПР ЕЭС России

Таблица 3.2.1. – Прогноз потребления электрической энергии и мощности

Наименование показателя	Единицы измерения	Год					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	56 073	58 201	61 083	63 257	65 903	65 988
Среднегодовые темпы прироста	%	1,1	3,8	5,0	3,6	4,2	0,1
Максимальная мощность	МВт	8 406	8 657	9 117	9 509	9 534	9 573
Среднегодовые темпы прироста	%	2,6	3,0	5,3	4,3	0,3	0,4

Таблица 3.2.2 Перспективные запасы электрической энергии энергосистемы Иркутской области, млн. кВт*ч

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Электропотребление	56 073	58 201	61 083	63 257	65 903	65 988
Покрываемое (производство электрической энергии), в т. ч.:	55 989	60 015	60 427	61 192	62 782	62 780
ГЭС, в т.ч.	41 990	46 360	46 360	46 360	46 360	46 360
ТЭС, в т.ч.	12 712	13 999	13 655	14 067	14 832	16 422
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Сальдо переток электрической энергии	84	-1 814	656	2 065	3 121	3 208

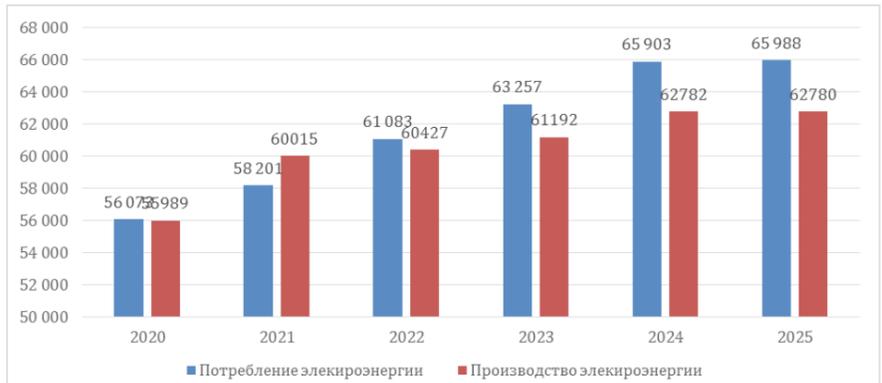


Рисунок 3.1. Прогноз производства и потребления электроэнергии

3.2.2. Крупные инвестиционные проекты на территории Иркутской области

Сформирован перечень крупных инвестиционных проектов, реализуемых на территории Иркутской области в период с 2020 по 2025 годы. Данный перечень с краткой информацией об инвестиционных и промышленных проектах, инициаторах и сроках реализации приведен в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3. – Крупные инвестиционные проекты, реализуемые на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
1.	Модернизация производства АО «Группа «Илим» в Иркутской области	АО «Группа «Илим»	2016-2022 годы	Заявка на ТУ на ТП, (не выданы)
2.	Реконструкция и модернизация лесопилени на базе передовых технологий и современного оборудования, г. Братск	ООО «ДеКом»	2016-2023 годы	ТП выполнено
3.	Производство древесных гранул паллет (переработка отходов лесопилени), г. Усолье-Сибирское	ООО «Лайм»	2018-2024 годы.	-
4.	Полномасштабная разработка Верхнечонского месторождения, Катангский район, Иркутская область	ПАО «Верхнечонскнефтегаз»	2005-2050 годы	Автономное существующее электроснабжение
5.	Разработка и обустройство Ярактинского, Марковского и Даниловского нефтегазоконденсатных месторождений Усть-Кутский и Катангский районы	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2023 годы	Автономное электроснабжение, Ярактинского НГКМ получены ТУ на ТП (ПС 220 кВ ЗНХ)
6.	Разработка Ичѣдинского и Большетирского нефтяных месторождений, Усть-Кутский и Катангский районы	АО «ИНК-Запад»	2018-2023 годы	-
7.	Освоение запасов углеводородного сырья на Западном-Аянском газоконденсатном месторождении, Киренский район	ООО «ИНК-НефтегазГеология»	2018-2023 годы	-
8.	Освоение запасов углеводородного сырья, Усть-Кутский и Катангский р-н районы	ООО «Тихоокеанский терминал»	2018-2023 годы	-
9.	Строительство завода газофракционирования в районе Толстого мыса г. Усть-Кута	ООО «ИНК»	2018-2044 годы	Есть ТУ на ТП, (ПС 220 кВ Полимер) в два этапа: 1 этап – 30 МВт – 2020 год, 2 этап – 150 МВт – 2023 год
10.	Строительство в Усть-Кутском районе завода полимеров производительностью 650 тыс. тонн полиэтилена в год	ООО «ИНК»	2018-2044 годы	-
11.	Разработка Дулисьминского нефтегазового месторождения	ЗАО «НК Дулисьма»	2012-2022 годы	-
12.	Модернизация нефтехимического производства АО «АНХК»	АО «АНХК»	2008-2022 годы	ТП выполнено
13.	Создание производства гидроксида лития, г. Ангарск	АО «АЭХК»	2017-2022 годы	-

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
14.	Строительство Тайшетской Анодной фабрики, Тайшетский район	ОК «РУСАЛ»	2016-2023 годы	ТУ на ТП реализованы
15.	Строительство Тайшетского алюминиевого завода, Тайшетский р-н	ОК «РУСАЛ»	2007-2020 годы	Есть ТУ на ТП.
16.	Промышленная разработка Зашихинского редкометалльного месторождения, Нижнеудинский р-н	ЗАО «Техноинвест Альянс»	2012-2022 годы	Есть ТУ на ТП.
17.	Освоение золоторудных месторождений Бодайбинского района Иркутской области	ПАО «Полус»	2013-2020 годы	ТУ на ТП утверждены
18.	Строительство горно-обогатительного комбината «Угахан» золоторудных месторождениях «Верхний Угахан», строительство золотозавлекающей фабрики на месторождении «Красное», Бодайбинский район	ПАО «Высочайший»	2014-2027 годы	ГОК «Угахан» ТУ реализованы ЗИФ «Красный» ТУ на ТП, утверждены
19.	Инвестиционная программа развития производственно-технической базы, Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут», г. Иркутск.	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	2016-2021 годы	Есть ТУ на ТП.
20.	Создание и развитие особой экономической зоны на территории муниципального образования Слюдянский район Иркутской области (участок Гора Соболиная)	АО «Особые экономические зоны»	2010-2055 годы.	Есть ТУ на ТП.
21.	Модернизация производства АО «Усолье-Сибирский химфармзавод», г. Усолье-Сибирское	АО «Усолье-Сибирский химфармзавод»	2017-2020 годы	-
22.	Завод по производству диабетических тест-полосок на основе инновационной технологии карбонового напыления в городе Иркутске	ООО «МедТехСервис»	2018-2025 годы	-
23.	Создание нового производства современных дорожных материалов и «дорожной химии» на основе сырья Иркутской области для всей территории Сибири и Дальнего Востока	ООО «Байкальский битумный терминал»	2017-2024 годы	-
24.	Строительство птицефермы по производству 2133 тонн мяса индейки в год в Ангарском районе	ООО «Индейка Приангарья»	2017-2022 годы	-
25.	Создание единого технологического фармацевтического комплекса по производству фарм. субстанций и готовых лекарственных средств в г. Усолье-Сибирское	ООО «Фармасинтез-Хеми»	2018-2030 годы	-
26.	Создание комплекса производств глубокой переработки древесины	ООО ПК «МДФ»	2018-2027 годы	Есть ТУ на ТП,
27.	Создание и эксплуатации здания радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра в г. Иркутске	Правительство ИО совместно с АО «Русатом Хэлсвеа»	2018-2033 годы	Есть ТУ на ТП,
28.	Строительство мини завода по производству стальной арматуры	ООО «Усольский металл. завод»	2019-2021 годы	-
29.	Организация предприятия по круглогодичному выращиванию овощей в защищенном грунте	ООО ТК «Саянский»	2019-2022 годы	Есть ТУ на Тп от 12.12.2018г.
30.	Создание инновационного научно-технологического центра «Байкальская биотехнологическая долина» Иркутский район	ООО «Ангара-Интермед»	2019-2027 годы	-
31.	Производство строительных металлических конструкций с нанесением покрытий	ООО «ЧЗМК»	2019-2021 годы	-
32.	Строительство завода по производству высококачественного гранулированного чугуна	ООО «УМК»	2019-2023 годы	-

Таблица 3.2.4. – Крупные промышленные проекты, планируемые к реализации на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Организация	Срок реализации	Наличие ТУ
1.	Строительство участка газопровода Ковыкта-Чаянда, освоение Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	2019-2024 годы	Автономное существующее электроснабжение
2.	Строительство установки по производству моноэтиленгликоля производительностью 600 тыс. тонн продукции в год, г. Усть-Кут	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2044 годы	Есть ТУ на технологическое присоединение, (ПС 220 кВ Полимер) 150 МВт – 2023 год
3.	Строительство газохимического комплекса, г. Саянск	АО «Саянскимпласт»	2021-2030 годы	ТУ на ТП утверждены
4.	Разработка и освоение золоторудного месторождения «Сухой Лог» Бодайбинский район	ООО «СЛ Золото»	2017-2056 годы	Есть ТУ на ТП
5.	Строительство завода по производству базальтового утеплителя, г. Шелехов	ООО «Группа Компаний Старатель»	2018-2022 годы	Есть ТУ на ТП
6.	Создание индустриального парка «Байкальский чистый продукт», Слюдянский район, г. Байкальск	ООО «Байкальский чистый продукт»	2017-2023 годы	-
7.	Размещение производства по выпуску лифтового оборудования	ОАО «Могилевлифтмаш» ООО «Иркутск ЛифтСервис»	2018-2026 годы	-
8.	Строительство картонного производства в г. Усть-Илимске	АО «Группа «Илим»	2019-2022 годы	Заявка на ТУ на ТП
9.	Производство СПГ на Саянском ГКМ, Зиминский район	ООО «Када-Нефтегаз»	2017-2028 годы	-
10.	Строительство металлургического завода г. Братск	ЗАО «Восточно-Сибирская Металлургическая компания»	2014-2020 годы	-
11.	Строительство цеха по сортировке, фасовке и упаковке кварцевого песка (1 очередь), строительство Тулунского завода стеклокомпозитов (2 очередь), г. Тулун	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»	2019-2027 годы	ТУ утверждены 30 января 2018 года
12.	Разработка месторождения золотодобычи Чертово Корято	АО «Тонода»	2019-2025 годы	Договор на ТП заключен
13.	Разработка месторождения золотодобычи Сухой лог	ООО «СЛ Золото»	2019-2025 годы	Договор на ТП заключен

Для анализа режимно-балансовой ситуации учитываются только промышленные и инвестиционные проекты, где имеются ТУ на ТП, остальные инвестиционные и промышленные проекты приведены справочно.

3.3. Результаты анализа прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году СИПР ЕЭС России

На рисунке 3.2. изображена динамика среднегодовых темпов прироста потребления электроэнергии и мощности в перспективе на 5 лет.

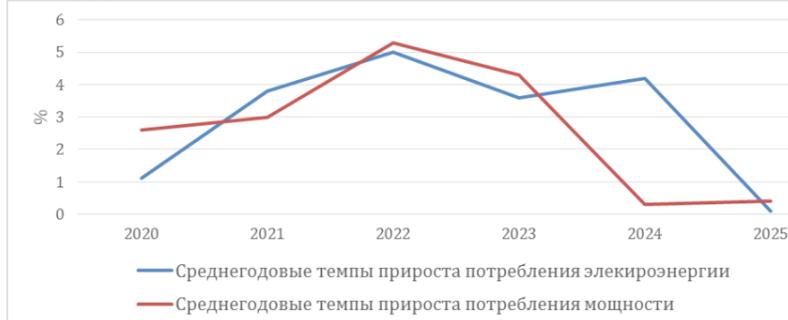


Рисунок 3.2. – Динамика прироста потребления электроэнергии и мощности. Из диаграммы, представленной на рисунке 3.2 видно, что ближайший два года ожидается интенсивный прирост потребления электроэнергии и мощности. Т.к. кривые приростов имеют схожую динамику на протяжении рассматриваемого периода (за исключением 2024 года), то можно говорить, что развитие промышленности и развитие электроэнергетического комплекса региона происходят синхронно, и будет полностью покрыт спрос на электрическую энергию и мощность.

3.4. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума потребления энергосистемы

3.4.1. Общая детализация

В таблице 3.4.1 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годов. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском районе в связи с планируемой разработкой новых месторождений золота. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском энергорайоне составит 37 %, электроэнергии – 14 %.

Рост потребления в Усть-Илимском энергорайоне прогнозируется в связи с планами Иркутской нефтяной компании (ООО «ИНК») по реализации крупных проектов по добыче и переработке природного газа на базе Ярактинского и Марковского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) и строительству заводов по производству полимеров (полиэтилена низкой и высокой плотности) и неорганической химии (ЗНХ), а также планами ПАО «Газпром» по освоению Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

В Братском энергорайоне прирост потребления электрической энергии и мощности ожидается в результате поэтапного ввода в эксплуатацию с 2020 года Тайшетского алюминиевого завода, строительства электрометаллургического завода (ЗАО «СЭМЗ»), а также подключения центров обработки данных.

Существенное увеличение потребности в электрической энергии в Братской и Усть-Илимском энергорайонах будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции и расширению Транссибирской и Байкало-Амурской железнодорожных магистралей. В рамках программы расширения пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО» (далее – НС «ВСТО») на участке от головной нефтеперекачивающей станции (далее – НПС) «Тайшет» до НПС «Скворородино» ООО «Транснефть-Восток» на территории Иркутской области в предстоящий период будут введены на полную мощность НПС-2,3; НПС-5; НПС-7; НПС-8,9.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий и освоение новых перспективных месторождений, таких как «Сухой Лог» (ООО «СЛ Золото»), «Чертово Корято» (АО «Тонода») увеличит спрос на электрическую энергию в Бодайбинском районе.

Рост потребления в Тулунско-Зиминском энергорайоне энергосистемы Иркутской области связан с реализацией крупных промышленных проектов: строительство Тулунского завода стеклокомпозитов, газохимического комплекса в г. Саянск, а также подключением тепличного комплекса ООО «ТК «Саянский». Реализация планов по развитию существующих крупных потребителей: Иркутского алюминиевого завода, Иркутского авиационного завода – филиала ПАО «Корпорация «Иркут», подключение центров обработки данных (ООО «Иркутскэнерго», АО «ЦОД «Иркутскэнерго», ЦОД ПАО «Иркутскэнерго» приведет к увеличению потребности в электрической энергии и мощности в Иркутско-Черемховском энергорайоне.

Таблица 3.4.1. – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годы

Энергорайон		2020	2021	2022	2023	2024	2025
		млн. кВтч	4 187,36	4 435,26	4 810,50	5 105,64	5 113,42
Усть-Илимский энергорайон	МВт	706,61	733,86	759,57	799,84	802,24	804,64
	млн. кВтч	24 091,45	25 765,55	28 114,77	29 932,67	32 315,38	32 339,56
Братский энергорайон	МВт	3 206,16	3 375,25	3 755,06	4 075,70	4 078,36	4 081,03
	млн. кВтч	1 058,65	1 125,04	1 165,16	1 165,33	1 199,42	1 206,92
Бодайбинский энергорайон	МВт	150,22	154,84	160,23	162,81	182,72	206,57
	млн. кВтч	21 904,75	22 014,12	22 089,27	22 150,05	22 371,48	22 395,70
Иркутско-Черемховский энергорайон	МВт	3 507,20	3 549,67	3 592,20	3 620,70	3 620,72	3 626,03
	млн. кВтч	4 830,80	4 861,04	4 903,31	4 903,31	4 903,31	4 916,99
Тулунско-Зиминский энергорайон	МВт	835,81	843,38	849,95	849,95	849,95	854,73
	млн. кВтч	56 073	58 201	61 083,0	63 257,0	65 903,0	65 988,0
Максимум потребления мощности, МВт		8 406	8 657	9 117,0	9 509,0	9 534,0	9 573,0

Таблица 3.4.2. Среднегодовые темпы прироста спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2025 годы, %

Энергорайон		2021	2022	2023	2024	2025	Всего
		электроэнергия	5,92	8,46	6,14	0,15	0,30
Усть-Илимский энергорайон	мощность	3,86	3,50	5,30	0,30	0,30	13,26
	электроэнергия	6,95	9,12	6,47	7,96	0,07	30,57
Братский энергорайон	мощность	5,27	11,25	8,54	0,07	0,07	25,20
	электроэнергия	6,27	3,57	0,02	2,92	0,63	13,41
Бодайбинский энергорайон	мощность	3,07	3,48	1,61	12,23	13,05	33,44
	электроэнергия	0,50	0,34	0,28	1,00	0,11	2,23
Иркутско-Черемховский энергорайон	мощность	1,21	1,20	0,79	0,00	0,15	3,35
	электроэнергия	0,63	0,87	0,00	0,00	0,28	1,78
Тулунско-Зиминский энергорайон	мощность	0,91	0,78	0,00	0,00	0,56	2,25

Как следует из табл. 3.4.2 наиболее высокие среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии и мощности в 2021-2025 годах ожидаются в Бодайбинском, Братском и Усть-Илимском энергорайонах.

На основании данных, предоставленных потребителями сформирована таблица 3.4.3, где приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области.

Таблица 3.4.3 – Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области, млн кВт·ч

Наименование потребителя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	970,7	1038,7	1038,7	1871,7	1871,7	1871,7
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	1712,8	1998,5	2001,4	2003,0	2004,2	2004,2
ООО «Братский завод ферросплавов»	741,07	838,45	867,57	841,03	871,1	879,48
ПАО «РУСАЛ Братск»	17268,2	17221,0	17221,0	17221,0	17238,4	17189,8
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0	7495,0
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	1074,2	1088,7	1086,6	1086,6	1086,6	1086,6
АО «Ангарский электролизный химический комбинат»	283,0	283,0	283,0	283,0	283,0	283,0
АО «Ангарский завод полимеров»	239,2	232,3	253,1	240,0	240,0	240,0
АО «Саянскимпласт»	781,704	781,704	781,704	781,704	781,704	1104,07
ООО «Компания «Востсибуголь»	190,1	193,6	196,04	198,76	198,96	н/д
ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	412	402	421	436	449	447
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) – филиал ПАО «Корпорация «Иркут» (промзона)	137,4	166,7	168,4	170,1	171,2	171,2
АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	19,5	20,4	21,5	22,5	23,7	23,7
Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	3542,0	3606,0	3671,0	3737,0	3804,0	3872,0
Тайшетский алюминиевый завод	172,22	4870	6300	8700	12273	12240
ПАО «Высочайший»	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
ООО «Горнорудная компания «Угахан»	127,1	127,1	127,1	127,1	179,3	179,3
ООО «Красный»	0	2,2	38	85,4	85,4	85,4
ООО «Газпром добыча Иркутск»	0	0	22,713	212,021	325,289	421,256
ОАО «Тыретский солерудник»	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304	19,304
АО «ЗДК «Лензолото»	143,5	142,3	140,7	134,1	133,5	133,5
АО «Полус Вернинское»	150	150	190	190	190	190
АО «Севзото»	40,65	40,65	40,65	40,65	40,65	40,65
ООО «Производственная компания» (ИЗТМ)	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
ООО «Транснефть-Восток»	912	840	823	823,0	823,0	823,0
ООО «Друза»	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1	92,1
ООО «ИНК»	15	84	400	800	830	830

В таблице 3.4.4 приведен перечень укрупненных (свыше 10 МВт) утвержденных технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям 110 кВ и выше в Иркутской области по состоянию на начало 2020 года.

Таблица 3.4.4. – Наиболее крупные (свыше 10 МВт) утвержденные ТУ на ТП потребителей к электрической сети в Иркутской области

Наименование заявителя	Р _{приращ.} макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
ООО «СЛ Золото»	229,00	ПС 220 кВ Витим	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	88,05	ПС 220 кВ Таксимо, ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	65,00(ЭПУ) 144 (Генерация)	ПС 220 кВ НПС-7, ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	56,50 (ЭПУ) 66,5 (Генерация)	ПС 220 кВ Ковыкта	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «Техноинвест Альянс»	37,5	ПС 220 кВ Зашихинская	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	ПС 220 кВ Чертово Корято	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Высочайший»	10,00	ПС 110 кВ Кропоткинская	АО «Витимэнерго»
ООО «РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод»	1440,00	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода	ОАО «ИЭСК»
ООО «Голевская горнорудная компания»	155,00	ПС220 кВ Туманная, Республика Тыва	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	Братский ПП 500 кВ	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
ООО «Евросибэнерго-гидроэнергетика»	91,60	Иркутская ГЭС	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «СЭМЗ»	90,00	ПС 220 кВ СЭМЗ	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строй. компания «Новый город»	41,00	ПС 220 кВ Малая Елань	ОАО «ИЭСК»
АО «Саянскхимпласт»	36,80	ПС 110 кВ ГПП-3	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,77	ПС 220 кВ Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 220 кВ Лена - Киренга	12,75	ПС 220 кВ Чудинский, ПС 220 кВ Небель, ПС 220 кВ Звездная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха	16,15	ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежемская, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Коршуниха тяговая	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ- филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «СЭМЗ»	37,00	ПС 110 кВ Индустриальная	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,89	ПС 110 кВ Тепличная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 110 кВ Тайшет – Опорная	19,55	ПС 110 кВ Чуна тяговая, ПС 110 кВ Чукша, ПС 110 кВ Огневка, ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Моргудон	ОАО «ИЭСК»
АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	20,00	ПС 220 кВ БЦБК	ОГУЭП «Облкоммунаэнерго», ОАО «ИЭСК»
ООО «Тульский завод стеклокомпозиатов»	19,50	ПС 110 ТЭС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 220 кВ Киренга – Кунерма	10,2	ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД», транзит 110 кВ Коршуниха Лена	12,75	ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Ручей, ПС 110 кВ Усть-Кут	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИНК»	10,00	ПС 110 кВ Верхнемарково	ОАО «ИЭСК»
ПАО «Иркутскэнерго»	10,00	ПС 220 кВ Бытовая	ОАО «ИЭСК»
ООО «БЭФ»	17	ПС 110 кВ ПГВ	АО «Электросеть»
ООО «Красный»	20	ПС 110 кВ Красный	АО «Витимэнерго»
АО «Братская электросетевая компания»	13,5	ПС 110 кВ Мерет	ОАО «РЖД»
АО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	22	ПС 220 кВ Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Иркутскэнерго»	35	ПС 220 кВ Сибирская	ОАО «ИЭСК»
ООО «Иркутскэнергосвязь»	14,88	Ново-Иркутская ТЭЦ	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «Панорама»	10	ПС 110 кВ Западная	ООО Энергетическая компания «Радан»
ООО «БИТРИВЕР РУС»	100	ПС 220 кВ Пурсей	ПАО «Иркутскэнерго»
ООО «МФЦ Капитал»	12	ПС 110 кВ Еловка	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТрансСибРегион»	10	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания индустриального технопарка «Усолье-Промтех»	20	ПС 110 кВ Цемязавод, ПС 110 кВ Усолье-Сибирское, ПС 110 кВ Вокзальная	ОАО «ИЭСК»

3.4.2. Действующие технические условия на технологическое присоединение

В таблицах 3.4.5 – 3.4.8 приведены утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрической сети в Иркутской области свыше 1 МВт, полученные от сетевых организаций по состоянию на начало 2020 года (за исключением Бодайбинского энергорайона, информация по которому приведена в п. 3.4.2. и ТУ на ТП выше 10 МВт).

Таблица 3.4.5. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Срок окончания	Центр питания, ПС
ООО «ШЭСК»	9,21	10 февраля 2020 года	Луговая
ОАО «РЖД»	9,10	16 мая 2021 года	Еловка
ФКП «УЗКС МО РФ»	9,00	7 декабря 2023 года	Звезда
ОАО «РЖД»	8,54	19 декабря 2020 года	Ручей
ФКП «Управ. заказчика кап. строительства Минобороны России»	7,62	18 декабря 2023 года	Правобережная
ОАО «РЖД»	6,81	19 декабря 2020 года	Улькан
ООО «ВостСибстрой»	6,77	31 декабря 2023 года	Пивзавод
ОАО «РЖД»	6,18	19 декабря 2020 года	Хребтовая
ОАО «РЖД»	5,46	31 декабря 2021 года	Тайшет
ООО «ИНК»	5,40	31 августа 2020 года	УКПГ Марковского НГКМ
АО «БЭСК»	5,00	21 февраля 2020 года	Левобережная
ООО ПК «МДФ»	4,95	28 июня 2020 года	Стройбаза
ООО «АкваСиб»	4,90	10 июня 2020 года	БЦБК
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	4,90	19 ноября 2021 года	Стеклозавод
Дачное некоммерческое товарищество «Рассвет»	4,90	7 ноября 2023 года	Пивовариха
ООО «Альфа»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «Бетта»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «Гамма»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «ИРКЛАЙФ»	4,80	26 марта 2020 года	Восточная
ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	4,60	18 ноября 2021 года	Причалы
ЗАО «Стройкомплекс»	4,56	31 декабря 2020 года	Прибрежная
ООО «РЖД»	4,52	19 декабря 2020 года	Черная
ОГУЭП «Облкоммунаэнерго»	4,20	31 декабря 2021 года	Прибрежная
ООО «АкадемияСтрой»	4,00	26 января 2020 года	Березовая
АО «БЭСК»	4,00	6 февраля 2020 года	Инкубатор
АО «БЭСК»	4,00	28 августа 2023 года	Инкубатор
ОАО «РЖД»	3,94	19 декабря 2020 года	Усть-кут
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	3,30	19 ноября 2021 года	Сосновый бор
ООО «Ленинград»	3,27	30 ноября 2022 года	Бытовая
Акционерное общество «РУСАТОМ ХЭЛСКЕА»	3,21	29 ноября 2020 года	Правобережная
ООО «Ангара плюс»	3,20	8 июля 2021 года	Городская (СЭС)
ООО «РосСибТрейд»	3,17	16 июля 2020 года	Пивзавод
ООО «ОК РУСАЛ Анодная фабрика»	2,50	14 ноября 2020 года	Акульшет
ООО «ДеКом»	2,47	10 июня 2020 года	Промбаза
ООО «ТОПКА-СТРОИИНВЕСТ»	2,00	22 марта 2020 года	Правобережная
ИП Ткачук Надежда Викторовна	2,00	31 декабря 2023 года	Прибрежная
ООО «Стройкомплекс»	2,00	31 декабря 2020 года	Прибрежная
АО «БЭСК»	1,89	16 декабря 2020 года	Порожская
МБОУ Шелеховского р-на «Шелеховский лицей»	1,85	9 октября 2021 года	Светлая
Садоводческое некоммерческое товарищество «Медицинский городок»	1,83	21 августа 2020 года	Изумрудная
ООО «Основа»	1,60	1 ноября 2020 года	Ленино
ООО «Монолитстрой-Иркутск»	1,58	1 июня 2020 года	Марата
ИП Ковальчук Петр Иванович	1,50	3 апреля 2021 года	Молодежная
ОАО «РЖД»	1,42	31 января 2021 года	Турма
ООО «Гранд-Строй»	1,41	15 ноября 2021 года	Приморская
ООО «Топка-Стройинвест»	1,35	11 декабря 2021 года	Молодежная
ООО «СК Энергия»	1,35	28 января 2020 года	Восточная
ОАО «РЖД»	1,35	12 августа 2021 года	Глазково 10
ООО «Мечта»	1,30	28 мая 2021 года	РК «Кировская»
АО «Иркутское региональное жилищное агентство»	1,25	31 декабря 2020 года	Релейная
Иркутский областной суд	1,10	9 июля 2020 года	Партизанская
Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации г. Иркутска	1,07	5 июня 2021 года	Пивзавод 10
ИП Заречный Валерий Алексеевич	1,00	31 марта 2020 года	Рубахино
АО «Агентство развития памятников Иркутска»	1,00	31 декабря 2020 года	РК «Кировская»
ООО «Ресурс»	1,00	31 декабря 2022 года	Военный городок

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Срок окончания	Центр питания, ПС
АО «БЭСК»	1,00	14 января 2021 года	ПС 110 кВ Инкубатор
«ЭНКА Иншаат Ве Санайн Аноним Ширкети»	1,00	5 мая 2020 года	Азейская
ИТОГО	227,62		

Таблица 3.4.6. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунаэнерго»

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ООО «Красный»	4,90	5 ноября 2015 года	-
ООО «РУСАЛ Тайшет»	1,15	30 июня 2019 года	-
Иркутская электросетевая компания ОАО	1,10	16 марта 2016 года	ПС Мальшовка
КРОСТ ООО	1,00	25 сентября 2015 года	ПС Ока
ООО «Медстрой»	1,00	19 февраля 2016 года	РП Маркова
ИТОГО	9,15		

Таблица 3.4.7. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям АО «БЭСК»

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ИП Сорокоиков А.В.	5,00	29 ноября 2019 года	ИП Сорокоиков А.В.
Акционерное общество «Братская электросетевая компания»	5,00	21 февраля 2019 года	ПС 35кВ Боково
ООО «БСМК»	4,9	индивидуальный проект	ПС 35 кВ Индустриальная
ООО «Братские электрические сети»	4,00	6 февраля 2018 года	ПС 110кВ Инкубатор
ООО «Братские электрические сети»	2,90	18 марта 2019 года	ПС 110кВ Ангарстрой
ОГКУ «УКС Иркутской области»	2,85	12 февраля 2019 года	ПС 110кВ Западная
МКУ «ДКСР»	2,30	19 марта 2019 года	ПС 110кВ Южная
МКУ «ДКСР»	1,89	4 марта 2020 года, индивидуальный проект	ПС 35кВ Порожская
МКУ «ДКСР»	1,00	11 сентября 2018 года	ПС 110кВ Северная
ЗАО «КАТА»	2,342	15 мая 2019 года	ПС 35кВ Строительная
ООО «Восход»	0,80	индивидуальный проект	ПС 35кВ Строительная
ООО «Илимпром»	0,40	индивидуальный проект	ПС 35кВ Строительная
ООО «БИО»	0,87	29 ноября 2018 года	ПС 35кВ Строительная
ООО «ПИК ЛЕС»	0,65	25 октября 2019 года	ПС 35кВ Строительная
ООО «УК ИСТ-Групп»	1,40	15 октября 2019 года	ПС 35кВ Октябрьская
АО «Лесогорсклес»	1,00	24 октября 2018 года	ПС 35кВ Октябрьская
ООО «Сибиряк»	0,90	26 марта 2019 года	ПС 35кВ Октябрьская
ИТОГО	38,202		

Таблица 3.4.8. – Утвержденные ТУ на ТП потребителей свыше 1 МВт к электрическим сетям ОАО «РЖД»

Наименование заявителя	Р _{присоед.} макс., МВт	Дата договора	Центр питания, ПС
ООО «Шелеховская ЭнергоСетевая компания»	2,11	-	ПС 110 кВ Гончарово
ОГУЭП «Облкоммунаэнерго»	1,07	-	ЦРП-Тулу
ООО «Перевалочно-логистический комплекс»	1,06	-	ПС 220 кВ Якурим
АО «Братская электросетевая компания»	0,75	-	ПС 110 кВ Черная
ИТОГО	4,99		

3.5. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период 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.

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. 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 3.5.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2020-2025 годы.

Рассматриваются два сценария, в основе которых различные варианты развития промышленных предприятий:

– прогноз 1 соответствует данным, приведенным в СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы.

– прогноз 2 соответствует данным, положенным в основу в прогнозе электропотребления и мощности Правительства Иркутской области.

Таблица 3.5.1. Варианты прогноза потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Прогноз 1						
Полезное потребление, в т.ч.:						
жилищно-коммунальное хозяйство,	36,9	37,1	37,7	38,2	38,6	39
население	11,4	11,5	11,7	11,9	12,1	12,23
коммунально-бытовые нужды	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,73
промышленность	18,2	18,3	18,5	18,7	18,8	19,0
прочие потребители	4,8	4,8	4,9	4,9	5	5,05
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	-	0,2	0,6	0,5	0,4	0,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,5	1,6	1,3	1,0	1,1
Прогноз 2						
Полезное потребление, в т.ч.:						
жилищно-коммунальное хозяйство,	37,0	37,6	38,3	38,8	39,5	40,1
население	13,8	14,1	14,5	14,9	15,3	15,5
коммунально-бытовые нужды	11,3	11,5	11,7	11,9	12,1	12,3
промышленность	2,5	2,6	2,8	3	3	3,05
прочие потребители	18,3	18,5	18,7	18,8	19,2	19,5
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3
Среднегодовые темпы прироста, %	-	0,6	0,7	0,5	0,4	0,43
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,2	2,8	2,8	1,3	1,5

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2025 году увеличится по сравнению с 2020 годом на 5,7 % и на 8,4 % в первом и втором прогнозах соответственно (рис. 3.3).

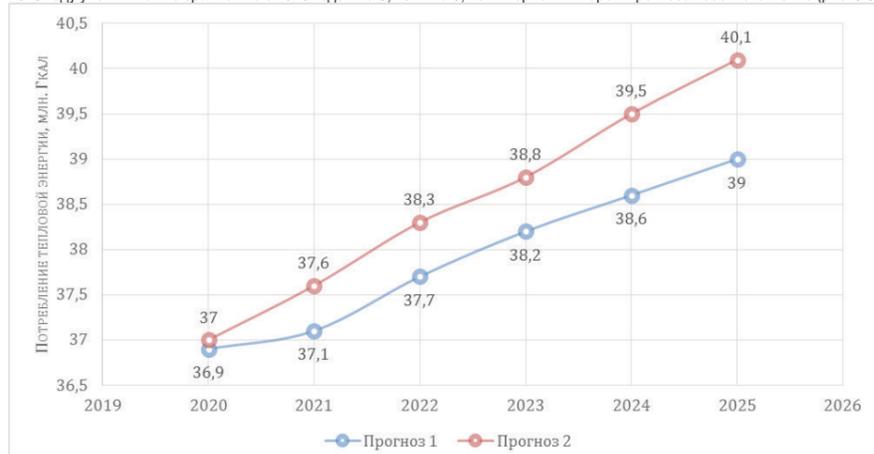


Рисунок 3.3. – Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области по вариантам прогнозов

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2025 года определялось исходя из долгосрочного 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 2025 году в прогнозе 1 составит 4,4% и 6,5 % – в прогнозе 2.

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 теплоснабжения по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2025 года представлена в таблицах 3.5.2. и 3.5.3. для прогнозов 1 и 2 соответственно.

Таблица 3.5.2. 1-ый вариант прогноза полезного теплоснабжения в крупных городах Иркутской области на период до 2025 года, млн. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.		Всего	бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	26,62	4,22	8,60	13,81	2020	6,11	1,86	2,89	1,37
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	27,67	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	27,933	4,561	9,035	14,337	2025	6,56	1,99	3,08	1,49

Таблица 3.5.3. 2-ой вариант прогноза полезного теплоснабжения в крупных городах Иркутской области на период до 2025 года, тыс. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.		Всего	бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2020	27,44	4,46	8,69	14,29	2020	6,20	1,92	2,92	1,36
2021	27,98	4,58	8,94	14,46	2021	6,47	1,97	3,10	1,40
2022	28,45	4,72	9,10	14,63	2022	6,58	2,02	3,15	1,41
2023	28,82	4,80	9,25	14,77	2023	6,68	2,06	3,18	1,44
2024	29,11	4,87	9,33	14,91	2024	6,73	2,08	3,20	1,45
2025	29,246	4,899	9,383	14,964	2025	6,79	2,1	3,23	1,46

Наиболее теплоемкими городами Иркутской области являются Иркутск, Ангарск, Братск и Усть-Илимск, что связано с расположением в них крупных теплоснабжающих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленности. Прогноз потребления тепловой энергии крупных муниципальных образований представлен в таблице 3.5.4.

Таблица 3.5.4. Прогноз потребления тепловой энергии до 2025 года

Наименование муниципального образования	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
г. Иркутск	2602,74	2652,98	2677,93	2716,32	2741,27	2766,22
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	1828,46	1852,84	1864,61	1876,64	1932,63	1965,43
прочие котельные	774,28	800,14	813,32	839,68	808,64	800,78
г. Ангарск (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	2291,24	2356,17	2364,04	2372,43	2381,26	2391,12
г. Братск	1183,95	1297,90	1302,46	1307,02	1311,58	1316,14
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	1074,56	1188,51	1193,07	1197,63	1202,19	1206,75
прочие котельные	109,39	109,39	109,39	109,39	109,39	109,39
г. Усть-Илимск	942,93	944,86	946,80	948,73	950,66	952,60
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	941,77	943,70	945,64	947,57	949,50	951,44
прочие котельные	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
г. Зима, г. Саянск	459,73	471,29	482,85	494,41	505,97	517,53
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	428,69	440,25	451,81	463,37	474,93	486,49
прочие котельные	31,03	31,03	31,03	31,03	31,03	31,03
г. Усолье-Сибирское ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	406,26	407,84	408,12	408,40	408,73	408,73
г. Шелехов (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	264,74	270,02	275,31	280,59	285,88	291,16
г. Железногорск-Илимский (ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»)	177,81	182,29	186,76	191,24	195,71	200,19
г. Черемхово	146,67	147,40	148,14	148,87	149,60	149,70
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	133,97	135,70	137,44	139,17	140,90	141,00
прочие котельные	12,70	11,70	10,70	9,70	8,70	8,70
г. Усть-Кут	147,70	148,62	153,03	154,90	152,00	151,48
г. Тулун	80,02	80,87	81,72	82,57	83,26	83,95
г. Байкальск	66,89	69,60	72,31	75,03	77,74	80,45
г. Тайшет	64,73	64,73	64,73	64,73	64,73	64,73
г. Слюдянка	54,69	55,63	56,57	57,51	58,45	59,39
г. Вихоревка	51,66	53,49	53,49	53,49	53,49	53,49
г. Бодайбо	50,14	52,42	54,70	56,98	59,26	61,54
г. Свирск	49,34	49,91	49,38	49,60	49,81	49,81
г. Нижнеудинск	45,97	47,54	49,11	50,68	52,25	53,82
г. Киренск	39,56	40,71	40,71	40,71	40,71	40,71
п. Усть-Ордынский	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91	20,91

Таблица 3.5.5. Перспективное теплоснабжение наиболее крупными промышленными потребителями, тыс. Гкал

Наименование предприятия	2020	2021	2022	2023	2024	2025
АО «Группа Илим» г. Братск	5519,0	4695,5	5092,2	5092,8	5093,2	5093,2
АО «Саянскимпласт»	905,8	912,4	912,5	912,5	912,5	912,5
ООО «ИНК»	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,2
АО «Русал»	367,9	367,9	367,9	367,9	367,9	367,9
АО «АНХК»	3175,2	3345,7	4459,1	4694,1	4503,8	4694,1
ПАО «Высоцкий»	56	56	56	65	65	65

3.6. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период

3.6.1. Объемы увеличения мощностей, модернизации и выводов основного генерирующего оборудования
В таблицах 3.6.1 – 3.6.4 представлена информация о объемах ввода/вывода генерирующего оборудования из эксплуатации; планах собственников по строительству генерирующего оборудования; структуре модернизации генерирующего оборудования, согласно данным от генерирующих компаний и СибПР ЕЭС на 2020-2026 годы.

В соответствии с письмом ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация» от 11 марта 2020 года № 504-33/531 в результате реализации проекта по замене старых гидроагрегатов ИГЭС на гидроагрегаты имеющие лучший коэффициент полезного действия, ожидается увеличение выработки в среднем на 260 млн кВт.ч в год, а электрическая мощность ГЭС увеличится на 91,6 МВт. В результате реализации проекта по замене рабочих колес в количестве 6 шт БГЭС выработка электроэнергии увеличится в среднем на 195 млн кВт.ч в год (данная информация приведена справочно и не учитывается в балансе электрической энергии и мощности).

В 2020 году планируется вывод из эксплуатации всех турбогенераторов Участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 суммарной мощностью 79 МВт. Сроки вывода из эксплуатации определены приказами Минэнерго России с использованием максимальной отсрочки, предусмотренной Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 года №484, исходя из недопущения последствий, установленных пунктом 31 указанных Правил.

Таблица 3.6.1. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования энергосистемы Иркутской области

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность, МВт	Документ-основание
ПАО «Иркутскэнерго»				
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)				
ТГ-7 Р-25-90/18	Уголь	2020	24,0	Приказ Минэнерго России от 17 сентября 2014 года №618
ТГ-9 ПТ-30-90/10	Уголь	2020	30,0	Приказ Минэнерго России от 16 июля 2019 года №719
ТГ-10 ПТ-25-90/10	Уголь	2020	25,0	Приказ Минэнерго России от 17 сентября 2014 года №618
Всего по станции			79,0	

Таблица 3.6.2. Объемы и структура вводов генерирующего оборудования энергосистемы Иркутской области

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность, МВт	Документ-основание
ПАО «Газпром»				
ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения				
1 ГТ-67(Т)	Газ	2023	66,5	ТУ на ТП
Всего по станции			66,5	
ООО «Иркутская нефтяная компания»				
ТЭЦ ООО «ИНК»				
1 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
2 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
3 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
4 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
5 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
6 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
7 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
8 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
9 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
10 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
11 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
12 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
13 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
14 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
15 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
16 ТЭЦ ГПА-9	Газ	2023	9,0	ТУ на ТП
Всего по станции			144,0	
Всего			209,5	

В настоящее время ТЭЦ ООО «ИНК» - это две электростанции: Центральная ГТС и Западная ГТС суммарной установленной мощностью 144 МВт (2х72 МВт), работающие изолированно и осуществляющие электроснабжение нефтедобывающих установок.

Таблица 3.6.3. Объемы и структура модернизации генерирующего оборудования Иркутской области.

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность до/после, МВт	Документ-основание
ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»				
Иркутская ГЭС				
1 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2022	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника

Станционный номер, тип турбины	Вид топлива	Год	Установленная мощность до/после, МВт	Документ-основание
2 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2021	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
7 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2023	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
8 г/а пов.-лопаст. верт. (ПЛ577-ВБ-720)	-	2024	82,8/105,7	КОМ, предложения собственника
Всего по станции			331,2/422,8	
Усть-Илимская ГЭС				
3 г/а рад.-осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
4 г/а рад.-осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
10 г/а рад.-осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
12 г/а рад.-осевой (РО-100/810-ВМ550)	-	2020	240,0/250,0	КОМ, предложения собственника
Всего по станции			960,0/1000,0	
ПАО «Иркутскэнерго»				
Иркутская ТЭЦ-6				
1 ПТ-60-130/13	Уголь	2022	60,0/65,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 №1713-р
Всего			2521,2/2657,8	

3.6.2. Когенерация тепловой и электрической энергии

Возможность когенерации тепловой и электрической энергии (выгодной утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии) является одним из перспективных направлений в электроэнергетике.

Наиболее простой способ – это применение паровых противодавленческих турбин в котельных с паровыми котлами. Это связано с тем, что насыщенный пар, вырабатываемый в котлах при давлении 0,6–1,4 МПа, бесполезно дросселируется до 0,12–0,5 МПа в редукционных устройствах.

Редуцирование пара через РУ – это прямые технологические потери. Если пропустить пар через турбину, то в технологическом процессе получим полезную работу. При выборе оптимального вида надстройки котельной турбинами противодавления необходимо учитывать следующие моменты:

- простота установки и минимальные капитальные затраты;
- более высокий КПД и коэффициент использования топлива КИТ;
- возможность работы в различных режимах.

Существует большое разнообразие тепловых схем на базе ГТУ (ГТУ-ТЭЦ) и ПГУ (ПГУ-ТЭЦ). В целом, применение турбоустановок в котельных при совместной работе с водогрейными и паровыми котлами дают следующие преимущества по сравнению с обычными котельными:

- возможность обеспечения надёжного электроснабжения для собственных нужд, экономии благородных топлив, сжигаемых в котельных;
- бесперебойное электроснабжение котельных при любых аварийных ситуациях в энергосистеме;
- надёжное теплоснабжение жилых районов и промышленных предприятий, сохраняется связь котельной с энергосистемой, что обеспечивает надёжное покрытие собственных нужд при прекращении подачи электроэнергии;
- установленная энергетическая мощность, как правило, превышает потребность собственных нужд котельной, в связи с чем, есть возможность отпущать потребителям кроме тепла и электроэнергию при небольших дополнительных капиталовложениях.

В рамках Генсхемы газоснабжения и газификации Иркутской области разработана стратегия освоения ресурсов углеводородного сырья для газоснабжения Иркутской области предусматривающая создание 4-х региональных центров газодобычи:

1. Южного - на базе освоения Чиканского и Ковыктинского ГКМ (потребители – Саянск, Иркутск, Ангарск), а также Атовского ГКМ для газоснабжения южных районов.
2. Братского - на базе освоения Братского ГКМ для газоснабжения Братского индустриального узла (в том числе предприятий целлюлозно-бумажной промышленности, муниципального автотранспорта и коммунального хозяйства г. Братска, и ряда населенных пунктов).
3. Усть-Кутско-Киренского - на базе освоения Марковского НГКМ, Дулисьминского НГКМ, Аянского ГМ и Ярактинского НГКМ для газоснабжения потребителей Усть-Кутско-Киренского региона, а также Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов.
4. Северного – на базе освоения Верхнечонского с последующим вовлечением Вакунайского НГКМ и северных лицензионных участков, расположенных на границе с республикой Саха (Якутия), вблизи строящейся трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Перечень крупных котельных, которые имеют потенциал для перевода в мини-ТЭЦ на базе противодавленческой турбины или надстройки ГТУ представлен в таблице 3.6.4. Оценивать реализацию разных сценариев комбинированной выработки тепловой и электрической энергии следует в соответствии с генеральной схемой газоснабжения и газификации Иркутской области, так как основным топливом для ГТУ является природный газ.

В местах, где присутствуют проблемы с транспортировкой природного газа, следует предусмотреть вариант с противодавленческой турбиной. В таких городах как Иркутск и Братск, к которым схемой газоснабжения и газификации региона предусмотрен подвод трубопроводов газоснабжения, возможны варианты с надстройкой ГТУ. На перспективу в инвестиционных проектах преобразования крупных котельных в мини-ТЭЦ не планируется.

Таблица 3.6.4. Перечень крупных котельных, потенциально возможных для перевода в режим мини-ТЭЦ

Теплоисточник	Уст. мощн., Гкал/ч	Расч. нагрузка, Гкал/ч	Кол-во котлов	Марка котлов	Топливо
Муниципальные котельные					
Слюдянское муниципальное образование					
Котельная «Центральная»	43,05	29,312	4	КЕ-25-14С	б/уголь
Котельная «Перевал»	11,193	8,01	3	КЕ-6,5-14С	б/уголь
Котельная «Рудо»	15,211	5,193	3	КЕ 10-14С (2) КЕ 6,5-14С (1)	б/уголь
Тайшетское муниципальное образование					
г. Тайшет, котельная № 1, ул. Индустриальная	45	24,4	4	КЕ25-14С	б/уголь
Усть-Кут					
Котельная «Лена»	108,00	86,30	6	КЕ 25-14 (2) КВТСВ 20-150 (4)	б. уголь
г. Свирск					
ООО «Центральная котельная»	75	46,8	3	КЕ-50-40/14	к/уголь; б/уголь;
Муниципальное образование «Казачинско-Ленский район»					
Котельная ВРК-1 ул.Бурлова 1Е	56	14,97	4	КЕВ-25-14	уголь
«Центральная!» п. Магистральный	22,4	19,8	4	ДКВР 10/13	б/уголь
г. Иркутск					
КСПУ	257	206	5	БКЗ 75-39 (5)	Уголь
г. Тулун					
Котельная-1	60	33,19	3	КВТС-20-150	б/уголь
Вихоревское городское поселение					
Водогрейная котельная	80	48,56	4	КВТС-20	б/уголь
Суммарный потенциал	787,85	525,86			
Ведомственные котельные					
Тыретское муниципальное образование					
ОАО «Тыретский соледрудник»	60	20,34	4	КВ-ТС-10-15ПВ	б/уголь
Муниципальное образование «Усольский район»					
Кот. КЭЧ «Белая»	45	24,5	4	ДЕ 16-14	мазут
Терминал г.Усть-Кут	72,00	35,60	7		мазут
г. Братск					
Котельная 45 квартала ООО «Братская электрическая компания»	148,8	101	5	КЕ-50-14-225 (2) КВТС 30 (1) КВ-Р-35-150-1 (2)	бурый уголь
г. Иркутск					
ИАЗ-филиал ОАО «Корпорация»-«ИРКУТ» № 2	204,84	160	6	ДЕ-25-14ГМО (2); ПТВМ-50 (2) БЭМ25/1,4-225 (2)	мазут
Суммарный потенциал	530,64	341,44	-	-	-

3.7. Перечень перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей

3.7.1. Цифровизация. Цифровая трансформация

С 2017 года в России стала активно формироваться и реализовываться политика перехода к цифровой экономике. Была разработана и утверждена Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержден Указ Президента Российской Федерации «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». В Указе предельно концентрированно определены приоритеты по цифровому преобразованию экономики страны, включая конкретно и отрасли энергетики.

В целях цифровой трансформации отраслей ТЭК, создания условий для внедрения в них цифровых технологий,

с учетом приоритетов, обозначенных Президентом Российской Федерации, и положений утвержденной в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго России при активном участии компаний ТЭК сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика».

Проект Минэнерго направлен на преобразование энергетической инфраструктуры Российской Федерации посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений, для повышения ее эффективности и безопасности.

В рамках реализации проекта сформировано целевое видение цифровизации, а также базовые требования и критерии к внедряемым решениям, что позволит стыковать их в доверенной цифровой среде. Для достижения ключевой задачи по цифровой трансформации энергетики проектом до 2024 года предусмотрен ряд мероприятий по четырем направлениям.

Ключевым из них является общее для всех отраслей ТЭК направление по созданию условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений. В его рамках предполагается выстроить систему управления, координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России, и, прежде всего, обеспечения цифровизации государственного управления и контрольно-надзорной деятельности в отраслях ТЭК. Это позволит сделать взаимодействие государства, компаний ТЭК и потребителей максимально удобным и защищенным.

В рамках электроэнергетики, такая модель управления помогает упростить взаимодействие с информационными системами органов исполнительной власти, АО «СО ЕЭС», АО «АТС» и другими субъектами энергетики (генерация, территориальные сетевые компании, энергосбытовые компании, потребители) в рамках единой цифровой среды.

В целях обеспечения единой позиции по вопросам цифрового развития отраслей ТЭК в 2019 году начато формирование системы координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России. Ее ключевым элементом является, сформированный под председательством Министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака, совет по цифровой трансформации отраслей ТЭК. Также ведущими компаниями ТЭК при участии Минэнерго России созданы центры компетенций в электроэнергетике, нефтегазовой отрасли и угольной промышленности. Их основные задачи – определение направлений и приоритетных технологий для отраслей ТЭК, нормативных и технологических барьеров для их внедрения, а также разработка «дорожных карт» цифрового развития отраслей ТЭК.

Определение консолидированного видения целевого состояния отраслей ТЭК в процессе цифровой трансформации предусмотрено в рамках Концепции цифровой трансформации ТЭК на среднесрочный (2024 год) и долгосрочный период (2035 год) – ключевого документа цифрового развития отраслей ТЭК, разработка которого осуществлялась Минэнерго России в 2019 году. Документ содержит различные сценарии и прогнозы развития цифровых технологий в ТЭК и приоритетные направления цифровой трансформации, а также закладывает основу для формирования единого информационно-технологического пространства ТЭК.

В России единая энергосистема пока не нуждается в глобальной трансформации, однако растущая неэффективность электроэнергетики становится сдерживающим фактором для развития экономики. Частью цифровой экономики станет цифровая энергетика.

«Цифровая энергетика» — понятие сложное. Даже внутри Минэнерго России есть разные мнения о том, как его понимать.

Накопленная неэффективность ЕЭС приводит к тому, что конечная цена для промышленных потребителей, в сопоставимых условиях, находится на уровне многих западных стран. Сказываются такие факторы, как особенности государственного регулирования, многочисленные «добавки» к цене мощности на оптовом рынке, низкая плотность потребления электроэнергии, значительный объем резервных мощностей, социально-ориентированная политика, высокая стоимость капитала и строительства, низкая производительность труда.

Растущая неэффективность российского электроэнергетического сектора, приводящая к повышению тарифов и цен на электроэнергию для потребителей, — ключевой вызов для отрасли. Она способна с большой вероятностью стать сдерживающим фактором для развития экономики, существенная часть которой основана на энергоёмком производстве. Основные изменения затронут инфраструктуру распределительных сетей 110 кВ и ниже. Структурные и технологические особенности построения энергосистем будут основаны на интернет-технологиях.

Основная цель проекта «Цифровая трансформация электроэнергетики России» — повышение надежности и эффективности функционирования Единой энергосистемы России «путем внедрения риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий, и в первую очередь технологий промышленного Интернета».

Пример такого подхода к управлению активами — системы прогнозирования технического состояния оборудования, так называемая предиктивная аналитика, прогнозирующая в работе оборудования и предотвращающая аварийные ситуации. Системы прогнозности состояния промышленного оборудования превращают поток технологической информации в важные для менеджмента сведения.

В мировой практике в последнее время управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах. Значительный потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка — средних и малых, а также в бытовом секторе. Однако ресурс управления спросом розничного потребителя слишком мал, чтобы удовлетворять требованиям, предъявляемым на оптовом рынке, а затраты на взаимодействие с системными операторами или операторами оптового рынка слишком высоки. Поэтому использование потенциала требует специальных нормативных, организационных и технических решений. Один из возможных способов решения задачи — создание специализированных организаций.

Цифровизация электроэнергетики, в отличие от других технологических направлений, поддерживающих традиционное, экстенсивное развитие отрасли, позволяет заметно снизить темпы этого развития без ущерба для надежности и стоимости энергоснабжения, за счет более эффективного использования существующей энергетической инфраструктуры, которая при этом получает своего информационного двойника — «энергетический Интернет».

Наиболее важными (ключевыми) и основными подходами к формированию единой цифровой среды являются:

- создание единой цифровой модели сети (СІМ);
- интеграция и объединение различных ИТ-систем на различных иерархических уровнях (SCADA, ГИС, ОЖУР, OMS, DMS, AMI и др.), сквозная передача данных в технологические и корпоративные информационные системы и обратно на базе СІМ-модели;
- интеграция сетевых информационных (технологических и корпоративных) систем, обеспечивающая обмен данными между сетевыми компаниями, удаленными друг от друга объектами и всеми заинтересованными участниками взаимодействия, связанными технологическими процессами.

Все проекты реализуются с учетом технико-экономической целесообразности, и к затратам на внедрение цифровых технологий целесообразно относить расходы на все технологии, системы и программно-аппаратные комплексы, задействованные в считывании/обработке и передаче данных. Сроки окупаемости различных цифровых технологий составляют от 5 до 10 лет.

Безусловно, цифровизация отрасли невозможна без масштабного физического обновления генерирующего и сетевого оборудования. Однако старое оборудование должно не просто заменяться аналогичным или технически прогрессивным — необходимо обеспечить возможность его встраивания в создаваемый «энергетический Интернет», сделать его активной частью новых систем управления технологическими процессами и экономическими взаимодействиями на локальном до национального уровня.

Именно здесь, в сфере систем управления функционированием и развитием электроэнергетики, потребуются наиболее масштабные изменения, которые приведут в итоге к качественной трансформации условий энергоснабжения потребителей за счет основных принципов:

- повышения автоматизации, обеспечивающего б льшую оперативность реакции технических устройств и систем, субъектов рынка на изменяющиеся внешние условия — с приближением к реальному времени;
- повышения информатизации, обеспечивающего за счет роста объемов и скорости передачи данных новый уровень в наблюдаемости и контроле состояния, в управляемости режимов работы отдельных технических устройств и энергосистемы в целом, в информационной прозрачности механизмов конкурентного рынка для всех его субъектов;
- повышения интеллектуальности на всех уровнях систем управления функционированием энергосистемы и рыночными операциями. При новых уровнях информатизации и автоматизации этот третий компонент обеспечивает не только «реакцию по фактическому состоянию», но и «реакцию по прогнозу», исход из оценки вероятных изменений производственных параметров отдельных устройств, технических систем, рыночной конъюнктуры.

Иными словами, целью цифровизации является внедрение интеллектуальных систем управления в технологическое управление распределительными сетями, что позволит обеспечить одновременный рост капитализации и качественное выполнение социальной функции эксплуатирующих сетевых и энергосбытовых компаний в существующих экономических условиях и модели рынка.

В первую очередь цифровизация подразумевает изменение логики технологического процесса в результате внедрения цифровых технологий, основывающихся на анализе больших данных. В перспективе такие технологии дают возможность обеспечить принятие быстрых решений по управлению компанией, взаимосвязь всех информационных цифровых потоков между собой, в том числе на базе облачных технологий, чтобы обрабатывать данные полученные с помощью телеметрии или в результате применения методов «дорасчета» для оперативно-технологического управления сети (ТИ, ТС, ИПУ, ИБК и т.д.) в информационных системах ЦУС, которые поступают в достаточном объеме для оперативно-технологического и ситуационного управления.

На основании Указов Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 года № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы» и от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года, а также распоряжения Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 года № 1632р, утверждающего программу «Цифровая экономика Российской Федерации» ПАО «Россети» была разработана концепция «Цифровая трансформация 2030».

Цифровая трансформация позволяет повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг. В основе цифровой трансформации лежит совершенствование единой технической политики компании с учетом необходимых изменений технологических и корпоративных процессов, разработки новых СТО.

Задачи цифровой трансформации:

- улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей.
- повышение эффективности компании.
- повышение доступности электросетевой инфраструктуры.
- развитие кадрового потенциала и новых компетенций.
- диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.
- Основные принципы цифровой трансформации:
- обеспечение наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы;
- обеспечение снижения потерь электроэнергии;
- оптимизация операционных и капитальных затрат;

- сокращение сроков технологического присоединения;
- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- повышение открытости и прозрачности деятельности компании;
- сдерживание темпов роста тарифов;
- создание общедоступной, надежной, прозрачной и проверяемой системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии;

создание инфраструктуры для простого и эффективного взаимодействия с потребителями (управление нагрузкой, распределенная генерация);
создание возможности для автоматизации контрактных отношений (smart-контракты) в части оказания услуг по передаче, технологическому присоединению и др.

Единая цифровая среда технологических данных позволит проводить аналитические исследования в целях принятия оптимальных управленческих решений, а также анализировать информацию о состоянии оборудования, прогнозировать вероятность и последствия отказов для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или замены.

В целях оценки уровня цифровизации и достигаемых эффектов при внедрении цифровых решений в рамках реализации программ цифровой трансформации был разработан показатель – Индекс цифровизации. Данный показатель учитывает степень применения цифровых технологий по следующим направлениям:

- технологические информационные системы;
- корпоративные информационные системы;
- телекоммуникационная инфраструктура;
- кибербезопасность;
- системы визуализации процессов и активов;
- инструменты аналитики;
- взаимодействие с потребителями: текущие и новые сервисы.

Для создания цифровой электрической сети непрерывно создаются различные цифровые технологии для различных направлений. Перечень существующих и перспективных цифровых технологий представлен в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1. Существующие и перспективные цифровые технологии

Существующие (2019-2024 гг.)	Перспективные (2025-2030 гг.)
Информационные системы управления	
ADMS-системы с поддержкой функционала: SCADA, DMS, EMS, OMS, GIS, AMI, WFM, базирующиеся на модели сети с процессором топологий.	Сетецентрические двухконтурные онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений, основанные на онтологии бизнес-процессов деятельности и математической модели сети как единой шины данных с элементами искусственного интеллекта (включая предиктивную риск-ориентированную аналитику).
Цифровые подстанции	
Различные архитектуры построения вторичных цепей защит и автоматики (централизованной, распределенной, комбинированной) с применением протокола IEC 61850. Преимущественно с традиционной архитектурой вторичных цепей. На существующих технических решениях в части коммутационного, измерительного и распределительного оборудования, терминалов защит и автоматики.	Компактные Plug-n-Play центры питания, работающие преимущественно с применением цифровых каналов связи. Вероятно, иной архитектуры по первичным целям, не требующие специальной длительной наладки при вводе в эксплуатацию, выполненные по цифровым проектам. Имеющие в своем составе интеллектуальное коммутационное оборудование, цифровые системы измерений и контроллеры присоединений (интегрированные функции защит и автоматики, учета и передачи данных), вероятно не требующие индивидуальной настройки системы предиктивной диагностики.
Автоматизации процессов ликвидации аварий воздушных (кабельных) сетей	
Преимущественно распределенная автоматизация воздушных сетей с применением автоматических пунктов секционирования, управляемых разъединителей и индикаторов короткого замыкания. Централизованная (с применением индикаторов аварийных событий) автоматизация кабельных сетей. С интеграцией в ADMS-системы.	Адаптивные автокластерные (состоящие из элементарных автоматизированных ячеек) сети оптимальной топологии, рассчитанной с применением цифровых моделей сети, с интеллектуальными автоматическими устройствами (не требующие индивидуальных настроек), а также неавтоматическими, необслуживаемыми делителями сети, интегрируемые в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений.
Интеллектуальные системы учета и энергомониторинга	
Системы АИИС КУЭ (АМИ) и интеллектуальные приборы учета электроэнергии. Системы энергомониторинга узлов нагрузки на границах балансовой принадлежности и узлов нагрузки сетей. С интеграцией в соответствующие задачи ADMS-систем.	Интеллектуальные системы энергомониторинга и управления энергопотреблением. Измерительные контроллеры на уровне конечных потребителей, поддерживающие технологии промышленного интернета вещей (в части передачи данных), с интеграцией в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений, а также, вероятно, технологии распределенных реестров для реализации smart-контрактов. Измерительные контроллеры.

В рамках цифровой трансформации электрических сетей потребуются организация каналов связи с объектами всех классов напряжения с использованием широкого спектра телекоммуникационных технологий. Внедрение программно-аппаратных комплексов технологического управления и корпоративных информационных систем управления предприятием предполагает использование значительных вычислительных мощностей, требующих наличия специально подготовленных серверных помещений. Цифровая электрическая сеть должна включать в себя следующий функционал:

- анализ топологии и расчет установившегося режима в распределенной сети;
- автоматический расчет показателей надежности;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- дистанционное управление оперативными переключениями в нормальном и аварийном режимах, в том числе из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов диспетчеризации;
- автоматическое регулирование напряжения в соответствии с заданными субъектом оперативно-диспетчерского управления графиками;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки, в том числе по командам субъекта оперативно-диспетчерского управления;
- перераспределение нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;
- сглаживание «пиков» нагрузки в распределительной сети;
- управление устранением неисправностей;
- самодиагностика и самовосстановление после сбоев в работе отдельных элементов;
- управление распределенной малой генерацией для объектов генерации, не отнесенных к объектам диспетчеризации.

Объекты информационной инфраструктуры цифровой сети обрабатывают контрольно-измерительную информацию, персональные данные субъектов (абонентов), информацию для удаленного изменения настроек приборов учета и дистанционного ограничения режима потребления, информацию о параметрах (состоянии) управляемого объекта или процесса, иную критически важную технологическую информацию, представляющую коммерческую ценность в силу неизвестности третьим лицам. При этом особое значение приобретает актуальность и достоверность собираемой и передаваемой информации.

Учитывая вышеизложенное, система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться как типовой территориально распределенный комплекс, включающий процессы, силы и средства, предназначенные для обнаружения, предупреждения компьютерных атак и ликвидации последствий компьютерных инцидентов, предотвращения несанкционированного доступа к обрабатываемой информации, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации.

Система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться в соответствии с требованиями и положениями Федерального закона от 26 июля 2017 года № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», Федерального закона от 29 июля 2004 года № 98-ФЗ «О коммерческой тайне» и Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных», а также соответствующими подзаконными нормативно-правовыми актами.

На всех стадиях реализации концепции в ходе создания (модернизации), эксплуатации и вывода из эксплуатации объектов информационной инфраструктуры должны проводиться следующие мероприятия:

- определение объектов информационной инфраструктуры, требующих защиты, обрабатывающих конфиденциальную информацию, в том числе обрабатывающих персональные данные, присвоение им одной из категорий значимости (и/или) требуемого уровня защищенности (в случае ИСПДн);
- установление требований к обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры;
- разработка организационных и технических мер по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры;
- внедрение организационных и технических мер по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры и ввод в действие;
- обеспечение безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации.

Одна из основных задач систем управления этих организаций – обеспечение надежного, устойчивого и своевременного обмена данными для поддержания функционирования рынка и выполнения необходимых технологических расчетов. Взаимодействие с диспетчерскими центрами Системного оператора будет определяться развитием технологий оперативно-диспетчерского управления, осуществляемого АО «СО ЕЭС». При этом задачей электросетевого комплекса будет обеспечение информационного обмена между диспетчерскими центрами и ЦУС / объектами электроэнергетики в соответствии с требованиями, предъявляемыми АО «СО ЕЭС».

Связующим звеном для обеспечения взаимосвязи всех уровней автоматизации целевой технологической модели цифровых интеллектуальных сетей является единая информационная модель (СИМ-модель). Для согласования действий в области технологического и экономического управления необходимо иметь единую информационную модель объекта управления и, следовательно, единую структуру описания данных.

Начиная с первого этапа внедрения цифровых технологий компании потребуются сотрудники с новыми компетенциями в связи с появлением новых видов оборудования, подходов к проектированию и обслуживанию электрических сетей, что влечет за собой модернизацию существующей системы подготовки и переподготовки кадров. Фокус будет смещен на более высококвалифицированные должности для сотрудников, обладающих знаниями и навыками в области новых цифровых технологий.

Цифровизация и цифровая трансформация подразумевает существенное преобразование корпоративной культуры.

3.7.2. Интеллектуальная система коммерческого учета электрической энергии

В целях реализации требований Федерального закона от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», для детального и точного учета энергоресурсов, повышения энергоэффективности, а также в связи с моральным и физическим износом и истечением межповерочного интервала большинства установленных средств учета электрической энергии:

ООО «Иркутскэнерго» предлагает внедрить Интеллектуальную систему учета электрической энергии (далее ИСУ ЭЭ) в многоквартирных жилых домах (далее МКД);

ОГУЭП «Облкоммунэнерго» предлагает внедрить автоматизированную информационно-измерительную систему учета электроэнергии (далее АИИС УЭ) в частном секторе и у юридических лиц, входящих в зону деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

В соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2018 года № 522, АО «БЭСК» предлагает внедрить автоматизированную информационно-измерительную систему учета электроэнергии (далее АИИС УЭ) в частном секторе и у юридических лиц, имеющих технологическое присоединение к сетям АО «БЭСК», соответствующую утвержденным критериям.

Внедрение ИСУ ЭЭ в населенных пунктах Иркутской области позволит:

- снизить расходы электроэнергии на содержание общедомового имущества до нормативных значений за счет получения достоверных данных коммерческого учета;
- увеличить полезный отпуск потребителей;
- получить данные о параметрах качества электрической энергии;
- выборочное получить профили расхода электрической энергии по приборам учета;
- стимулировать потребителей к применению в быту более энергоэффективных приборов и технологий;
- формировать счета на оплату фактически потребленного ресурса;
- снизить размер разногласий между ГП и потребителем;
- выполнять централизованное дистанционное отключение потребителей при нарушении договорных условий, что позволит сократить операционные затраты;
- получать оперативно информацию о потреблении электрической энергии и балансы в режиме реального времени, о качестве электрической энергии.

Основные риски при реализации проекта представлены в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2. Основные риски при реализации проекта

Вид риска	Характеристика	Способы хеджирования
Ценовой	Вероятность существенного роста цен на оборудование и материалы	Будут проводиться закупочные процедуры, цена сделки будет фиксированной.
Финансовый	Вероятность недостаточности финансирования в 2021-2030гг.	1. Работа по включению в тариф доли средств, необходимых для уплаты контрагенту. 2. Поиск альтернативных способов рефинансирования задолженности под обеспечение имущества.
Процентный	Существенный рост процентной ставки по привлеченным средствам	1. Размер процентной ставки будет зафиксирована в кредитном договоре. 2. Поиск альтернативных способов рефинансирования при резком повышении процентной ставки
Правовой	Вероятность юридических ошибок в договоре	Проведение юридической экспертизы
Валютный риск	Риск резких колебаний курсов иностранных валют	Определение стоимости строительства в российских рублях.

3.7.2.1. Интеллектуальная система учета электрической энергии в многоквартирных жилых домах

В таблице 3.7.3. приведены данные по количеству МКД, находящиеся в зоне действия ООО «Иркутскэнерго» в настоящее время.

Таблица 3.7.3. Информация о МКД в зоне ООО «Иркутская энергосбытовая компания»

№	Наименование МО	Кол-во домов	№	Наименование МО	Кол-во домов
1	Левобережное	2 978	10	Усть-Илимское	564
2	Ангарское	2 535	11	Тайшетское	552
3	Правобережное	2 234	12	Саянское	453
4	Братское	1 910	13	Шелеховское	434
5	Усольское	917	14	Нижнеилимское	349
6	Слюдянское	898	15	Киренское	244
7	Черемховское	898	16	Восточное	232
8	Тулунское	743	17	Мамско-Чуйское	114
9	Усть-Кутское	611			
Всего количество многоквартирных жилых домов:					16 666
Информация по количеству лицевого счетов, шт.					
всего в МКД					721 587
в том числе без ИПУ					44 123
в том числе без ИПУ, %					6%

Стоимость реализации проекта определена расчетом на основании техно-коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей в МКД с учетом замены имеющихся у потребителей приборов учета, на интеллектуальные.

Таблица 3.7.4. Стоимость реализации проекта

№	Наименование	ед. изм.	Ежегодный резервный фонд (2%)	2021	2022	2023	2024	2025
1.	Приобретение интеллектуальных ПУ, в т.ч	шт.	12 709	36 716	37 550	46 771	92 004	92 004
	Стоимость приборов учета	млн. руб.	55,468	130,885	146,260	205,660	439, 211	461,172
2.	Приобретение базовых станций для передачи данных, в т.ч	шт.	25	5	30	85	30	30
	Стоимость базовых станций	млн. руб.	0,958	0,193	1,161	3,292	1,162	1,162
3.	Стоимость ПО	млн. руб.	0	5,450	0,945	0,992	1,041	1,094
	Установка и наладка ПО	млн. руб.	-	0,600	-	-	-	-
	Техническая поддержка	млн. руб.	-	0,900	0,945	0,992	1,042	1,094
4.	Программное обеспечение сбора, обработки и анализа данных (ЦОД)	млн. руб.	-	14,400 0	-	-	-	-
	Наладочные работы	руб./шт.	-	588	588	588	588	588
5.	Монтаж коммуникационного оборудования	руб./шт.	-	2 880	2 880	2 880	2 880	2 880
	Стоимость СМР, ПНР, в том числе:	млн. руб.	63,431	61,352	66,633	90,059	191,079	191,079
5.	Серверное оборудование.	млн. руб.	-	2,719	-	-	-	-
	Стоимость ИСУ ЭЭ, всего, млн руб:		119,857	215,000	215,000	300,003	632, 494	654,507

В общих чертах проект направлен на улучшение платежной дисциплины, сокращение затрат на проведение работ по отключению/подключению абонентов, снятие разногласий с сетевыми организациями и управляющими компаниями.

Также имеется дополнительный эффект по привлечению для работ местных подрядных организаций, и, как следствие, создание новых рабочих мест на время реализации проекта, что позволит увеличить поток налоговых поступлений в региональный и местные бюджеты.

Внедрение данного проекта планируется только за счет внесения затрат в тарифно-балансовое решение ООО «Иркутская энергосбытовая компания» на 2021-2030 годы.

3.7.2.2. Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии в частном секторе

В таблице 3.7.5. приведены данные по количеству потребителей частного сектора и юридических лиц, находящиеся в зоне действия ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в настоящее время.

Таблица 3.7.5. Количество потребителей физических и юридических лиц в зоне деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

№ п/п	Филиалы ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Количество ПУ потребителей		
		Физические лица, частный сектор, шт.	Юридические лица, шт.	Всего, шт.
1	Ангарские электрические сети	8150	3645	11795
2	Усольское подразделение АЭС	10624	1693	12317
3	Иркутские электрические сети	9038	928	9966
4	Слюдянское подразделение ИЭС	7526	995	8521

5	Киренские электрические сети	4620	580	5200
6	Мамско-Чуйские электосети	944	201	1145
7	Нижнеудинские электрические сети	14110	1303	15413
8	Тулунское подразделение НЭС	12422	1108	13530
9	Саянские электрические сети	2 987	691	3678
10	Зиминское подразделение	12948	1212	14160
11	Тайшетские электрические сети	13 137	1 092	14229
12	Усть-Кутские электрические сети	10 865	1 799	12664
13	Усть-Ордынские электрические сети	17737	1919	19656
14	Черемховские электрические сети	14 369	1 351	15720
Итого:		139 477	18 517	157 994

В таблице 3.7.6. приведены данные по оснащению интеллектуальными приборами учета электрической энергии потребителей, имеющих присоединение к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в период на 2020-2024 годы.

Таблица 3.7.6. Данные по оснащению потребителей ИПУ

№ п/п	Филиал ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024гг.				
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
1	Ангарские электрические сети	1887	2005	1863	1910	1840
2	Усольское подразделение АЭС	1970	2093	1946	1995	1921
3	Иркутские электрические сети	1594	1694	1574	1614	1554
4	Слюдянское подразделение ИЭС	1363	1448	1346	1380	1329
5	Киренские электрические сети	832	884	821	842	811
6	Мамско-Чуйские электрические сети	183	194	180	185	178
7	Нижнеудинские электрические сети	2466	2620	2435	2496	2404
8	Тулунское подразделение НЭС	2164	2300	2137	2191	2110
9	Саянские электрические сети	588	625	581	595	573
10	Зиминское подразделение	2265	2407	2237	2293	2208
11	Тайшетские электрические сети	2276	2418	2248	2305	2219
12	Усть-Кутские электрические сети	2026	2152	2000	2051	1975
13	Усть-Ордынские электрические сети	3144	3341	3105	3184	3066
14	Черемховские электрические сети	2515	2672	2483	2546	2452
Итого:		25 273	26 853	24 956	25 587	24 640

Стоимость реализации проекта без учета тендерного снижения определена на основании техно-коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей с учетом замены имеющихся приборов учета.

Таблица 3.7.7. Оснащение ИПУ потребителей в период на 2020-2024 годы

Наименование	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Стоимость ИСУ ЭЭ, тыс. руб.	561 264	596 352	554 232	568 248	547 200
Всего, тыс.руб:	2 827 296				

Внедрение данного проекта планируется за счет инвестиционной программы предприятия на 2020-2024 гг. и за счет субсидирования из областного бюджета Иркутской области.

3.7.2.3. Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии АО «БЭСК»

В таблице 3.7.8 приведены данные по количеству приборов учета, установленных в частных домовладениях и у юридических лиц, которые имеют технологическое присоединение к сетям АО «БЭСК» в настоящее время.

Таблица 3.7.8. Количество приборов учета у физических и юридических лиц, технологически присоединенных к сетям АО «БЭСК»

№ п/п	Районы электрических сетей	Количество ПУ потребителей		
		Физические лица, частный сектор, шт.	Юридические лица, шт.	Всего, шт.
1	РЭС-1	10 865	4 395	15260
2	РЭС-2	14 897	2 714	17611
3	РЭС-3	8 753	1 014	9767
4	РЭС-4	349	835	1184
5	РЭС->Иркутский»	3 614	676	4290
Итого:		38 478	9 634	48 112

В таблице 3.7.9 приведены данные по планируемому оснащению интеллектуальными приборами учета электрической энергии потребителей, имеющих технологическое присоединение к электрическим сетям АО «БЭСК» на 2020-2024 годы.

Таблица 3.7.9 Данные по оснащению потребителей ИПУ

№ п/п	Районы электрических сетей	Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024гг.				
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
1	РЭС-1	3249	3161	2501	3647	2702
2	РЭС-2	2798	3847	2615	4556	3795
3	РЭС-3	600	2526	2740	2069	1832
4	РЭС-4	120	120	589	34	321
5	РЭС->Иркутский»	450	450	1418	1000	972
Итого:		7 217	10 104	9 863	11 306	9 622

В таблице 3.7.10 приведены данные по стоимости реализации проекта на основании коммерческих предложений потенциальных подрядчиков, количества потребителей с учетом замены имеющихся у потребителей приборов учета на интеллектуальные приборы.

Таблица 3.7.10. Оснащение ИПУ потребителей в период с 2020-2024 годы

Наименование	Год				
	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.
Стоимость, тыс. руб без НДС	148 861	202 726	204 481	228 603	204 278
Всего, тыс.руб без НДС:	988 949				

Расходы АО «БЭСК», понесенные для внедрения интеллектуальной системы учета, подлежат включению в состав тарифа на услуги по передаче электрической энергии и (или) платы за технологическое присоединение в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

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

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

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 1 этап комбинированной солнечно-дизельной электростанции в д. Карнаухова Казачинско-Ленского района мощностью 40 кВт. Эффект от внедрения составляет до 40 % замещения солнечной генерацией.

Согласно отчету о работе СЭС за период с 2018 – 2019 годов сгенерировано 277 МВт·ч «Солнечной энергии», что экономит по расчетным данным около 45% от общей затраты топлива (70 тыс. литров). Экономический эффект, с учетом стоимости топлива, его доставки, ресурсов генератора и его обслуживания по себестоимости за кВт·ч (~ 30 руб./кВт·ч) составил 8,5 млн. руб.

В значительно меньшей степени используются ветроэнергетические ресурсы: кроме с. Онгурен, 2 небольшие ветроустановки, о мощности одной из них данные отсутствуют. Суммарная установленная мощность ветроустановок (ВЭУ) составляет 19 кВт. Мониторинг работы небольших ВИЭ не ведется, поэтому данные о выработке энергии, вытеснении топлива и прочие показатели отсутствуют. Информация о существующие возобновляемых энергосистемах Иркутской области представлена в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1. Существующие возобновляемые источники электроэнергии

Район	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	
		ВЭУ	СЭС
Иркутский	Кордон Кадиальный Прибайкальского нац. парка	н/д	1
	б/о «Бухта Крестовая»		2,5

Нижнеудинский (Тофалария)	п. Нерха		121,5
Ольхонский	с. Онгурен	15	81
	т/б «Зама» урочище Узуры (о. Ольхон)	4	1,2
Слюдянский	ООО «РемБытПутьМаш» г. Слюдянка		2
Всего:		19	218,2

В рамках вышеуказанной государственной программы на 2020-2021 годы предусмотрены мероприятия, представленные в таблице 3.8.2.

Таблица 3.8.2. Перечень мероприятий по строительству возобновляемых источников электроэнергии

Наименование мероприятия	Наименование населенного пункта	Технические характеристики	Объем средств обл. бюджета, тыс. рублей	
			2020	2021
Строительство комбинированной солнечно-дизельной электростанции АНГА-2	с. Верхняя Гутара		94 560,0	36 992,9
Строительство объекта «Автономная солнечная электростанция (АСЭС)	с. Ермаки	40 кВт	16 519,9	-
Строительство системы накопления электроэнергии (СНЭ)		144 кВт *час		
Строительство объекта «Автономная солнечная электростанция (АСЭС)	д. Карнаухова	40 кВт	3 825,0	-
Строительство системы накопления электроэнергии (СНЭ) 2 этап		144 кВт *час		
Всего:			114 904,9	36 992,9

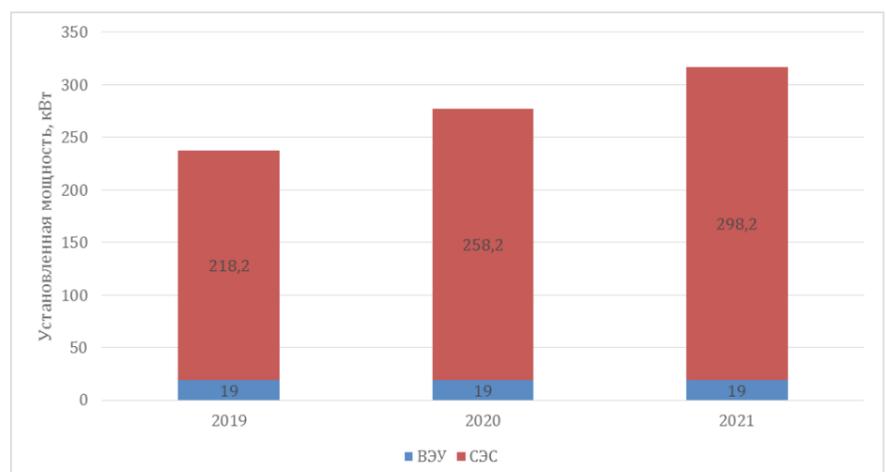


Рисунок 3.4. – Прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии

3.9. Перспективные балансы производства и потребления электрической мощности на 5-летний период

Информация о максимуме и минимуме потребления электрической мощности в Иркутской области за 2019 г. представлена на рисунке 3.5.

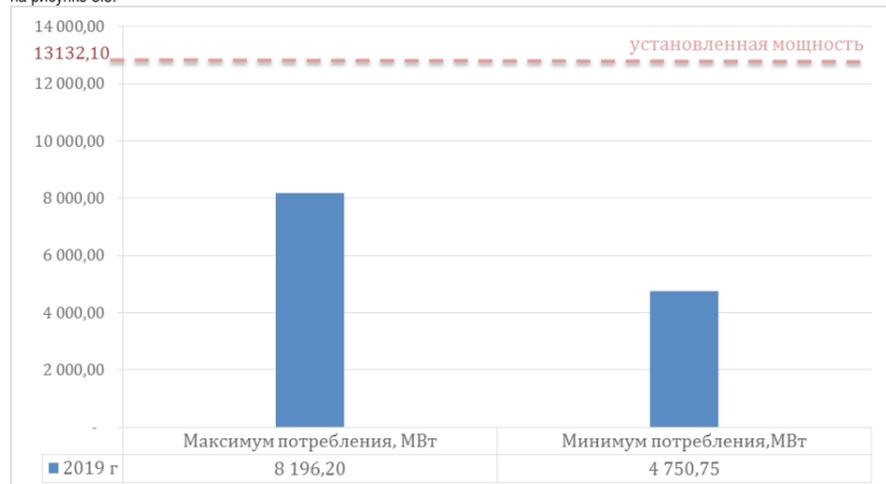


Рисунок 3.5. – Максимум и минимум потребления электрической мощности в Иркутской области за 2019 год

В перспективе до 2026 года согласно данным СиПР ЕЭС в Иркутской области планируются строительство новых электростанций промышленными предприятиями ПАО «Газпром» - ГТЭС Ковыктинского газоконденсатного месторождения, и ООО «Иркутская нефтяная компания» - ТЭЦ ООО «ИНК».

Кроме того, ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация» планирует модернизацию генерирующего оборудования с увеличением мощности Иркутской ГЭС – на 91,6 МВт. ПАО «Иркутскэнерго» планирует модернизацию генерирующего оборудования с увеличением мощности Иркутской ТЭЦ-6 на 5,0 МВт, а также вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1) на 79,0 МВт.

Динамика роста установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Иркутской области в перспективе на 5 лет представлена на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6. – Динамика роста установленной мощности и потребления мощности энергосистемы Иркутской области 2020-2025 годов

3.10. Расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности

В ходе работы были выполнены расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности для:

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

Таблица 3.10.1. Значения коэффициентов реализации по каждому учтенному в СИПР перспективному потребителю

Наименование заявителя	Р _{проект} макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ООО «Сл Золото»	229,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	150,00	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ОАО «РЖД»	102,26	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	88,05	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «ИНК»	65,00	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	56,50	0,9	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»	47,80	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»	46,20	0,8	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
ЗАО «Техноинвест Альянс»	40,00	0,7	ПС 500 кВ Тулун	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Тонода»	32,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
ОАО «ИЭСК»	22,95	0,7	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	12,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «Витимэнерго»	10,00	0,8	ПС 220 кВ Таксимо (Читинская ЭС)	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод»	1440,00	0,9	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода	ОАО «ИЭСК»
ООО «Голевская горнорудная компания»	146,00	0,8	ПС 220 кВ Туманная Республика Тыва	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Центр обработки данных «Иркутскэнерго»	110,00	0,7	ПС 500 кВ БПП	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «ГринФилд»	90,00	0,8	ОРУ 220 кВ Братской ГЭС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Финансово-строй. компания «Новый город»	42,00	0,4	ПС 220 кВ Малая Елань	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Саянскхимпласт»	36,80	0,7	ПС 110 кВ ГПП-3	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,80	0,7	тяговая ПС 220 кВ Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	35,50	0,7	тяговая ПС 220 кВ Чудинский	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	33,40	0,7	тяговая ПС 110 кВ Видим	ОАО «ИЭСК»
ИАЗ- филиал ОАО «Корпорация «Иркут»	28,80	0,7	Иркутская ТЭЦ-10	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	28,50	0,7	тяговая ПС 220 кВ Небель	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	26,20	0,7	тяговая ПС110 кВ Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «Сибирский Электро-Металлург. Завод»	37,00	0,7	ЛЭП 110 кВ с ПС 110 кВ для промышленного комплекса	ОАО «ИЭСК»
ООО ТК «Саянский»	22,90	0,9	ПС 110 кВ Куйтун	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	21,30	0,7	тяговая ПС 110 кВ Кежда	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	20,70	0,7	тяговая ПС110 кВ Огневка	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	20,00	0,3	здание ГПП-1 35 кВ	ОАО «ИЭСК»
ООО «Тулунский завод стеклокомпоз»	19,50	0,7	ПС 110 ТЭС	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	14,30	0,7	тяговая ПС 110 кВ Моргудон	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	11,90	0,7	тяговая ПС 220 кВ Кунерма	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС110 кВ Семигорск	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС110 кВ Чукша	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,60	0,7	тяговая ПС 220 кВ Звездная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	10,20	0,7	тяговая ПС110 кВ Зяба	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИНК»	10,00	0,8	ПС 110 кВ Верхнемарково	ОАО «ИЭСК»
ПАО «Иркутскэнерго»	10,00	0,7	ПС 220 кВ Бытовая	ОАО «ИЭСК»
ООО «Красный»	15,00	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ПАО «Высочайший»	10,00	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «СЛ Золото»	8,60	0,8	ПС 220кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «АС «Иркутская»	2,050	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ООО «Друза»	8,402	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «Угахан»	0,946	0,8	ПС 220 кВ Сухой Лог	АО «Витимэнерго»
ООО «СУЗРК»	0,650	0,8	ПС 220кВ Мамакан	АО «Витимэнерго»
ООО «ШЭСК»	9,21	0,4	Луговая	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	9,10	0,7	Еловка	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	8,54	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ФКП «Управ. заказчика кап. строительства Минобороны России»	7,62	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	6,81	0,7	Киренга	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	6,18	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	5,46	0,7	Тайшет	ОАО «ИЭСК»
ОАО «Иркутскэнерго»	5,20	0,4	ТЭЦ-11	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	5,00	0,4	Левобережная	ОАО «ИЭСК»
ООО ПК «МДФ»	4,95	0,4	Стройбаза	ОАО «ИЭСК»
ООО «АкваСиб»	4,90	0,4	БЦБК	ОАО «ИЭСК»
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	4,90	0,2	Стеклозавод	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Рассвет»	4,90	0,2	Пивовариха	ОАО «ИЭСК»
ООО «Альфа»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Бетта»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Гамма»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «ИРКЛАЙФ»	4,80	0,7	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Усть-Кут-Лесосервис»	4,60	0,9	ПС 220 кВ Лена	ОАО «ИЭСК»
ЗАО «Стройкомплекс»	4,56	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Российские железные дороги»	4,52	0,7	Гидростроитель	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	4,20	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «АкадемияСтрой»	4,00	0,4	Березовая	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	4,00	0,4	Инкубатор	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	4,00	0,4	ПС 110 кВ Северная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	3,94	0,7	Коршуниха	ОАО «ИЭСК»
ГКУ ИО «Служба заказчика Иркутской области»	3,30	0,2	Сосновый бор	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ленинград»	3,27	0,2	Бытовая	ОАО «ИЭСК»
Акционерное общество «РУСАТОМ ХЭЛСКЕА»	3,21	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ангара плюс»	3,20	0,4	Городская (СЭС)	ОАО «ИЭСК»
ООО «РосСибТрейд»	3,17	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»
ОАО «МеталлАктивгруп»	3,00	0,4	Огнеупоры	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Новые Черемушки»	2,61	0,2	Черемушки	ОАО «ИЭСК»
ООО «Строительная компания «Высота»	2,50	0,2	Релейная	ОАО «ИЭСК»
ООО «ОК РУСАЛ Анодная фабрика»	2,50	0,7	Акулышет	ОАО «ИЭСК»
ООО «ДеКом»	2,47	0,4	Промбаза	ОАО «ИЭСК»
ИП Кислицын Андрей Сергеевич	2,20	0,4	Березовая	ОАО «ИЭСК»
ООО «БАЙКО»	2,20	0,4	Слюдянка	ОАО «ИЭСК»
ООО «ТОПКА-СТРОЙИНВЕСТ»	2,00	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ИП Ткачук Надежда Викторовна	2,00	0,4	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Стройкомплекс»	2,00	0,2	Прибрежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ангара-Тимберлайн»	2,00	0,4	Жилкино	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	1,89	0,4	ПС 110 кВ Городская	ОАО «ИЭСК»
МБОУ Шелеховского района «Шелеховский лицей»	1,85	0,3	Светлая	ОАО «ИЭСК»
Садоводческое некоммерческое товарищество «Медицинский городок»	1,83	0,2	Изумрудная	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,83	0,4	Смоленщина	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,78	0,4	Пивовариха	ОАО «ИЭСК»
ООО «АктивЭнерго»	1,66	0,4	Городская 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Основа»	1,60	0,4	Ленино	ОАО «ИЭСК»
ООО «Монолитстрой-Иркутск»	1,58	0,4	Марата	ОАО «ИЭСК»
ИП Ковальчук Петр Иванович	1,50	0,4	Молодежная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	1,42	0,7	Опорная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Гранд-Строй»	1,41	0,4	Приморская	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,39	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	1,36	0,4	Пивзавод	ОАО «ИЭСК»
ООО «Толка-Стройинвест»	1,35	0,4	Молодежная	ОАО «ИЭСК»
ООО «СК Энергия»	1,35	0,4	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ОАО «РЖД»	1,35	0,7	Глазково 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Фонд развития молодежной организации «ИрАза»	1,30	0,3	Луговая	ОАО «ИЭСК»

Наименование заявителя	Р _{проект} макс., МВт	Коэффициент реализации (Кр)	Центр питания	Сетевая организация
ООО «Мечта»	1,30	0,4	РК «Кировская»	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое партнерство «СОЮЗ»	1,26	0,3	РП Ново-Лисиха	ОАО «ИЭСК»
АО «Иркутское регион. жилищное агентство»	1,25	0,4	Релейная	ОАО «ИЭСК»
Иркутский областной суд	1,10	0,3	Партизанская	ОАО «ИЭСК»
Дачное некоммерческое товарищество «Калина»	1,06	0,3	РП Ново-Лисиха	ОАО «ИЭСК»
Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации г. Иркутска	1,07	0,3	Пивзавод 10	ОАО «ИЭСК»
ООО «Управляющая компания «Альтернатива»	1,01	0,4	Мельниково	ОАО «ИЭСК»
ООО «Балтбир»	1,00	0,4	БЦБК	ОАО «ИЭСК»
ООО ФК «Деловые инвестиции»	1,00	0,4	Правобережная	ОАО «ИЭСК»
ИП Заречный Валерий Алексеевич	1,00	0,4	Рубахино	ОАО «ИЭСК»
АО «Агентство развития памятников Иркутска»	1,00	0,4	РК «Кировская»	ОАО «ИЭСК»
ИП Кондрашов Владимир Иванович	1,00	0,4	Восточная	ОАО «ИЭСК»
ООО «Специализированный застройщик Танар»	1,00	0,4	Слутник	ОАО «ИЭСК»
ООО «Ресурс»	1,00	0,4	Военный городок	ОАО «ИЭСК»
АО «БЭСК»	1,00	0,4	Пс 110 кВ Инкубатор	ОАО «ИЭСК»
«ЭНКА Иншаат Ве Санаин Аноним Ширкети»	1,00	0,4	Азейская	ОАО «ИЭСК»

3.11. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)

На основании расчетов электроэнергетических режимов и анализа баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, можно сделать заключение о целесообразности размещения УКРМ в целях обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей, в качестве более экономичных альтернативных мероприятий, а также, для обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах.

Таблица 3.11.1 Перечень вводимых СКРМ

№	Наименование объекта	Хар-тики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства
1.	ПС 500 кВ Усть-Кут	ШР 180 Мвар	2022	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (ПС 220 кВ Рассолы), ПАО «Газпром» (ПС 220 кВ Ковыкта), АО «Тонода» (ПС 220 кВ Чертово Корято), АО «СЛ Золото»)
2.	ПС 110 кВ Юрты	БСК 58 Мвар	2021	Обеспечение допустимых уровней напряжения
3.	ПС 110 кВ Оса	БСК 2х12 Мвар	2022	Обеспечение допустимых уровней напряжения. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07 декабря 2018 года)
4.	ПС 110 кВ Свирск	БСК 2х10 Мвар	2021	
5.	ПС 220 кВ Полимер	ИРМ 2х25 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (Иркутский завод полимеров))
6.	ПС 35 кВ Хомолхо-2	СКРМ 6,725Мвар	2022	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах
7.	ПС 35 кВ Андреевская	СКРМ 2,05Мвар	2023	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах
8.	ПС 35 кВ Владимирская	СКРМ 2,05Мвар	2023	В рамках комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше АО «Витимэнерго» на 2018–2022 годы
9.	ПС 35 кВ Боково	УКРП-56-6 2х450квар	2020	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
10.	ПС 35 кВ Строительная	УКРП-56-6 2х450квар	2024	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
11.	ПС 220 кВ НПС-9	БСК 2х25,5 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания» (Завод неорганической химии))
12.	ПС 220 кВ Витим	БСК 2х100 Мвар УШР 2х100 Мвар	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото»
13.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	БСК 30 Мвар	2020	Обеспечение допустимых уровней напряжения

ГЛАВА 4. РАЗВИТИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1. Перечень мероприятий, рекомендованных к реализации

В настоящее время в Иркутской области наблюдается интенсивное развитие промышленности, что обеспечивает значительный прирост потребления электроэнергии. В связи с этим разработан ряд мероприятий по развитию объектов электроэнергетики Иркутской области, основное назначение которых связано с необходимостью:

- обеспечения технологического присоединения новых потребителей;
- недопущения возможной аварийной ситуации;
- замены оборудования, в связи с его неудовлетворительным техническим состоянием.

Перечень мероприятий и объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу/реконструкции за период 2021 – 2025 годы, для обеспечения технологического присоединения, а также для устранения недопустимых изменений параметров электроэнергетического режима, с указанием года ввода в работу, ответственных исполнителей (собственников объектов) с кратким техническим обоснованием для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения, а также мероприятий, необходимых для реализации технологического присоединения, представлен в таблице 4.1.1.

Перечень мероприятий по реконструкции устройств релейной защиты на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, выполняемых с 2020 года по 2025 год приведен в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.1 ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ К ВЫПОЛНЕНИЮ В ПЕРИОД С 2021 ГОДА ПО 2025 ГОД*

*- мероприятия, выполняемые в 2020 году приведены в таблицах 1.14.1, 1.14.4, 1.14.5, 1.14.6

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
Устранение существующих проблем в энергосистеме				
Мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений				
* - перечень выключателей, подлежащих замене в период с 2020 года по 2025 год в связи с несоответствием их отключающей способности расчетным уровням токов КЗ, приведен в таблица 1.14.5				
ОАО «ИЭСК»				
1.	Установка БСК 2х10 Мвар на ПС 110 кВ Свирск	2021	2х10 Мвар	Обеспечение допустимых уровней напряжения
2.	ПС 110 кВ Новая Уда Установка БСК 2х15 Мвар	2021	30 Мвар	
3.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Оса (Установка БСК, мощность 2х12 Мвар)	2022	24 Мвар	
4.	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой БСК 58 Мвар	2021	58 Мвар	Обеспечение допустимых уровней напряжения. См. Глава 2.
5.	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	2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 30 МВт
6.	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 644 А при +18°С	2021	-	
7.	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	2021	-	

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
8.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с УВ на ОН на ПС 110 кВ Усть-Орда (или ПС 110 кВ Урик)	2020-2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 38 МВт
9.	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (ЗРУ 6 кВ)	2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 6,6 МВт
10.	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т1 мощностью 16 МВА на 25 МВА (прирост мощности 9 МВА)	2020	1х25 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 8,7 МВт
11.	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 и Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА, (прирост мощности 30 МВА)	2022	2х40 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 15,6 МВт
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово (замена трансформатора Т-1 ТМТН-6300 кВА на ТДТН-10000 кВА)	2023	10 МВА	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 7 МВт
ОАО «РЖД»				
13.	Замена ошинок ячеи ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, ошинок секционного выключателя марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +180С, замена секционного выключателя на выключатель с длительно допустимым током не менее 694 А при +180С, замена ТТ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с ДДТН 630 А на ПС 110 кВ Рассоха на ТТ с ДДТН не менее 694 А при +180С	2021	-	Отсутствие необходимости ввода ГАО на величину 30 МВт
14.	Замена ошинок на ПС 110 кВ Большой Луг марки М-120 на ошиновку с пропускной способностью не менее 694 А при +180С, замена трансформатора тока на ПС 110 кВ Большой Луг с длительно допустимым током не менее 694 А при +180С	2021	-	
15.	Замена ошинок 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 поточкораспределения 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 не менее 644 А при +18°С	2021	-	
Мероприятия, выполняемые в связи с неудовлетворительным техническим состоянием, замена ОД и КЗ, замена масляных выключателей				
ОАО «ИЭСК»				
500 кВ				
16.	Реконструкция Братский ПП 500 кВ заменой реакторов 500 кВ Р-1 и Р-2 по 180 Мвар каждый без изменения мощности	2024	-	Неудовлетворительное техническое состояние
17.	Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская с заменой автотрансформаторов АТ-9 (фазы А, В, С) (без увеличения мощности)	2021, 2022, 2023	-	См. Глава 5
220 кВ				
18.	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)	2022	-	См. Глава 5
19.	Модернизация ПС 220 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2022	-	См. Глава 5
20.	Модернизация ПС 220 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2022	-	См. Глава 5
21.	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (ВМ-220 АТ-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.)	2023	-	См. Глава 5
22.	Модернизация ПС 220 кВ БЛПК (замена масляных выключателей на элегазовые 220 кВ в количестве без увеличения номинальных параметров - 3 шт)	2023	-	Исключение рисков отказа
23.	Модернизация ПС 220/110/10 кВ Таежная (замена масляных выключателей на элегазовые 110 кВ без увеличения номинальных параметров - 5 шт)	2023	-	Исключение рисков отказа
24.	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово (ОРУ 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, ЗРУ 6 кВ)	2024	-	См. Глава 5
25.	Модернизация ПС 220 кВ Опорная (замена выключателей 110 кВ в количестве 6 шт)	2024	-	См. Глава 5
26.	Модернизация ПС 220 кВ Покосное (замена ОД и КЗ 220 кВ 2 шт. на элегазовые выключатели 2 шт)	2024	-	См. Глава 5
27.	Модернизация ПС 220 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в кол-ве 2 шт)	2024	-	Исключение рисков отказа
28.	Модернизация ПС 220 кВ Таежная (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт)	2024	-	Исключение рисков отказа
110 кВ				
29.	Модернизация ПС 110 кВ Студенческая (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока)	2021	-	Реновация основных фондов
30.	Реконструкция ПС 110 кВ Северная (замена ОД-110 и КЗ-110 на выключатели, 2 шт)	2021	-	См. Глава 5
31.	Строительство ПС 110 кВ Макарово (1х6,3 МВА) с отпайкой от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск протяженностью 3,2 км	2022	1х6,3 МВА, 1х3,5 км	См. Глава 5
32.	Реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод (комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип, замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности с РПН)	2022	-	См. Глава 5
33.	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ)	2022	-	См. Глава 5
34.	Модернизация ПС 110 кВ Рейлейная (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2022	-	Исключение отключения потребителей
35.	Реконструкция ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА с ПВВ на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	2024	-	См. Глава 5
36.	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ, реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки)	2024	-	См. Глава 5
37.	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная (замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ, РЗА 110 кВ, замена КРУН-10)	2024	-	См. Глава 5
38.	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская (ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели с выносными ТТ, замена ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки)	2024	-	См. Глава 5
39.	Модернизация ПС 110 кВ Туристская (замена ОД и КЗ-110 на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока и защит)	2024	-	Исключение отключения потребителей
40.	Модернизация ПС 110/10 кВ Западная (замена (замена) масляных выключателей 110 кВ на элегазовые без увеличения номинальных параметров 10шт)	2024	-	Исключение рисков отказа
АО «Витимэнерго»				
41.	Замена разъединителей 110 кВ на ПС Артемовская без изменения параметров	2021	-	Исключение рисков отказа

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
42.	Реконструкция участка ВЛ 110кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические, монтаж грозотроса	2021	-	Минимизация времени отключений, вызванных грозовыми перенапряжениями, и времени ремонта ВЛ
43.	Замена масляного выключателя ВМТ 110 на элегазовый ВГТ 110 на ПС 110кВ Вачинская	2022	-	Исключение рисков отказа
44.	Замена масляных выключателей ВМТ 110 Т1 и Т2 на элегазовые ВГТ 110 на ПС 110кВ Перевоз	2022	-	Исключение рисков отказа
Мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения потребителей				
ПАО «ФСК ЕЭС»				
500 кВ				
45.	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	2022	ШР 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 Кoryто), АО «СЛ Золото»
46.	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	2022	501 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 Кoryто), АО «СЛ Золото»
47.	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут ориентировочной протяженностью 480 км	2022	480 км	Обеспечение технологического присоединения объектов по производству электрической энергии (ООО «Иркутская нефтяная компания») (ПС 220 кВ Рассолы)
220 кВ				
48.	Строительство заходов на ВЛ 220 кВ Пелудуй – Сухой Лог №1 (2) на ПС 220 кВ Чертово Кoryто	2021	2х10км	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Тонода» ответственная организация - ПАО «ФСК ЕЭС».
49.	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 - НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 1,5 км	2022	1,5 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»)(Завод неорганической химии)
50.	ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная I, II цепь	2022	2х 371 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Голевской горнорудной компании
51.	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут №3 ориентировочной протяженностью 294 км	2023	294 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром (Ковыкта), ООО «СЛ «Золото»
52.	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-9 с установкой СКРМ 45 Мвар (2х22,5 Мвар)	2023	2х22,5 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото» Организация, ответственная за реализацию проекта ООО «Транснефть-Восток» ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «СЛ Золото»				
53.	Строительство ПС 220 кВ Витим трансформаторной мощностью 560 МВА, с установкой средств компенсации реактивной мощности 400 Мвар	2023	4х100 МВА, 2х80 МВА БСК 2х100 Мвар и УШР 2х100 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЛ Золото»
54.	Строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим I и II цепь ориентировочной протяженностью 20 км	2023	2х10 км	
ПАО «Газпром»				
220 кВ				
	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА)	2023	2х63 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром» (Ковыкта) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
55.	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Ковыкта I, II цепь ориентировочной протяженностью 176,5 км	2023	176,5 км	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Газпром» (Ковыкта) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
110 кВ				
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-2	2023	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Газпром»
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-2	2023	2х28 км	
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3	2023	2х25 МВА	
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-3	2023	2х7 км	
	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-4	2024	2х16 МВА	
	Строительство ВЛ 110 кВ Ковыкта-УКПГ-4	2024	2х30,5 км	
ООО «Иркутская нефтяная компания»				
56.	Строительство ПС 220 кВ Рассолы трансформаторной мощностью 160 МВА(2х80 МВА)	2022	2х80 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»)(Завод неорганической химии)
57.	Строительство ПС 220 кВ Полимер трансформаторной мощностью 320 МВА (4х80 МВА) и установкой ИРМ 2х25 Мвар	2023	2х80 МВА 2х25 Мвар	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Иркутская нефтяная компания»)(Иркутский завод полимеров)
АО «Тонода»				

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
58.	Строительство ПС 220 кВ Чертова Корыто трансформаторной мощностью 50 МВА	2021	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Тонда»
ЗАО «СЭМЗ»				
220 кВ				
59.	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ трансформаторной мощностью 180 МВА (2х40 МВА, 1х100 МВА)	2021	2х40 МВА, 100 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ»
60.	Строительство отпайк от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС-Заводская №1 и №2 ориентировочной протяженностью 2 км	2021	2х1 км	
110 кВ				
61.	Строительство ПС 110 кВ (ЗАО «СЭМЗ»)	2021	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ»
62.	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель-Заводская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ (ЗАО «СЭМЗ»)	2021	1х1 км	
АО «Саянскимпласт»				
63.	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3	2021	2х80 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств
64.	Отпайки от ВЛ 110 Новозиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Новозиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3	2021	2х1 км	АО «Саянскимпласт»
ОАО «ИЭСК»				
500 кВ				
65.	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с увеличением трансформаторной мощности на 1566 МВА (АТ 500/220 кВ 3х501 МВА, Т 220/35 кВ 63 МВА) до 2130 МВА и установкой средств компенсации реактивной мощности 800 Мвар (6х100 Мвар, 2х100 Мвар)	2021	501 МВА	Обеспечение технологического присоединения электроустановок Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»
220 кВ				
66.	Строительство ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 (протяженность ВЛ - 6,8км). Реконструкция ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская. Реконструкция (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	2021	6,8 км	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ» Организация, ответственная за реализацию проекта ЗАО «СЭМЗ»
67.	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с увеличением трансформаторной мощности на 46 МВА до 126 МВА)	2021	2х63 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Особой экономической зоны
110 кВ				
68.	Строительство ПС 110 кВ Цесовская	2021	2х40 МВА	
69.	Реконструкция ПС 110 кВ Северная (замена Т-1, Т-2 2х25 МВА на 2х40 МВА, прирост мощности 30 МВА)	2021	2х40 МВА	
70.	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд (замена тр-ра Т-2 35/10 кВ 4 МВА на 110/35/10 кВ 16 МВА)	2023	16 МВА	
71.	Строительство ПС 110 кВ Чистые Ключи с установкой двух трансформаторов 40 МВА каждый, с отпайками от ВЛ 110 кВ Шелехово-Луговая I, II. цепь (прирост мощности 80 МВА)	2024	2х40 МВА	Обеспечение технологического присоединения АО «Корпорация развития Иркутской области»
ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»				
72.	Строительство ПС 110 кВ ТЗС	2023	2х25 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств
73.	Строительство двух отпайчных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Тулун-НПС цепь А и Б до ПС 110 кВ ТЗС	2023	2х1 км	ООО «Тулунский завод стеклокомпозитов»
ФКП «УЗКС МО РФ»				
74.	Строительство ПС 110 кВ Звезда	2021	2х16 МВА	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств
75.	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	2021	1х1,8 км 1х5,8 км	ФКП «УЗКС МО РФ»
АО «Витимэнерго»				
110 кВ				
76.	Строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ ПС 110кВ Артёмовская для подключения ВЛ 110кВ Артёмовская-Красный	2020	-	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Красный»
77.	Строительство линейной ячейки 110кВ в ОРУ РП 110кВ Полос для подключения ВЛ 110кВ Полос-Высочайший»	2021	-	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Высочайший»
78.	Строительство ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Вернинская № 2 с отпайкой на РП Полос с реконструкцией ПС 110 кВ Вернинская	2021	-	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Полос Вернинское»
79.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог – РП Полос № 1 с заменой провода	2021	-	Обеспечение технологического присоединения ООО «Красный», ПАО «Высочайший», АО «Полос Вернинское», ООО «Друза», ООО «СЛ Золото»
80.	Реконструкция ПС 110кВ Кропоткинская с заменой силовых трансформаторов 110/35/6кВ Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА каждый	2022	-	Обеспечение технологического присоединения ООО «СЛ Золото»
ОАО «РЖД»				
81.	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Усть Кут с заменой тягового трансформатора мощностью 25 МВА на 40 МВА (прирост мощности 15 МВА)	2021	40 МВА	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха – Лена»

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
82.	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Зяба с заменой тягового трансформатора мощностью 31,5 МВА на 40 МВА (прирост мощности 8,5 МВА)	2021	40 МВА	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Гидростроитель - Коршуниха»

Таблица 4.1.2 Перечень реконструкции устройств релейной защиты на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, выполняемых с 2020 года по 2025 год

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в том числе по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
83.	Модернизация устройства ПА на ПС 500 кВ Иркутская: - 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	2020	-	Необходимость выполнения мероприятий, определенных проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики
84.	На ПС 220 кВ Коршуниха создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	2021	-	Отсутствие полуккомплекта ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха на ПС 220 кВ Коршуниха не позволяет ввести в работу функцию ВЧБ ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха со стороны ПС 110 кВ Черная
85.	На ПС 110 кВ Гидростроитель создание устройства РЗ: ВЧБ ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	2021	-	Отсутствие полуккомплекта 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
86.	Модернизация ВЛ 110 кВ Южная - Пивзавод с отпайками (Замена основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта на ПС 110 кВ Южная и на ПС 110 кВ Пивзавод)	2021	-	Снижение аварийности
87.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС-Южная I и II цепь на ПС 110 кВ Южная	2021	-	Снижение аварийности
88.	Модернизация устройств РЗА: замена основной защиты ВЛ-110 кВ Шелехово - Рассоха и ВЛ-110 кВ Шелехово - Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово	2022	-	Снижение аварийности
89.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ-220 кВ №201 и №202 на ПС 220 кВ Байкальская	2022	-	Снижение аварийности
90.	Модернизация Братский ПП 500 кВ с реконструкцией устройств РЗА ОАПВ ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570) для реализации ОАПВ	2023	-	Исключение излишних управляющих воздействий РЗА при однофазных КЗ на ВЛ 500 кВ, в результате которых происходит отключение ВЛ по трем фазам
91.	Модернизация устройств РЗА: замена основной защиты ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Лекнино с отпайкой на ПС ИЭКСМ на ПС 220 кВ Ново-Ленино	2023	-	Снижение аварийности
92.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ 110 кВ Пивзавод-Ново-Ленино с отпайками на ПС 110 кВ Пивзавод	2023	-	Снижение аварийности
93.	Модернизация устройств РЗА: РЗ и АУВ ВЛ 110 кВ Пивзавод-Ново-Ленино с отпайками на ПС 220 кВ Ново-Ленино	2023	-	Снижение аварийности
94.	Модернизация устройств РЗА: замена АУВ СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Пивзавод	2023	-	Снижение аварийности
95.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ-110 кВ Правобережная-Кировская I и II цепь на ПС 220 кВ Правобережная	2024	-	Снижение аварийности
96.	Модернизация устройств РЗА: замена резервной защиты и АУВ ВЛ-110 кВ Правобережная-Кировская цепь I и II цепь на ПС 110 кВ Кировская	2024	-	Снижение аварийности
97.	Реконструкция основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта ВЛ-220 кВ Иркутская-Шелехово I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Шелехово и ПС 220 кВ Иркутская	2025	-	Снижение аварийности
98.	Реконструкция основных защит с заменой оборудования ВЧ тракта ВЛ 220 кВ Иркутская - Шелехово II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Шелехово и ПС 220 кВ Иркутская	2025	-	Снижение аварийности
99.	Реконструкция резервных защит ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ - Шелехово I и II цепь (207 и 208) на ПС 220 кВ Шелехово	2025	-	Снижение аварийности
ОАО «РЖД»				
100.	На ПС 220 кВ Кунерма создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх).	2020-	-	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени
101.	На ПС 220 кВ Улькан создание устройства РЗ: - комплекта РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	2020	-	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени
102.	На ПС 220 кВ Якурим создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	-	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей
103.	На ПС 220 кВ Ния создание устройства РЗ: - КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2020	-	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей
104.	ПС 110 кВ Андриановская замена устройств РЗ и АПВ	2021	-	Снижение аварийности

№	Наименование проекта (мероприятие)	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов	Основное назначение объекта
АО «Витимэнерго»				
105.	Реконструкция устройств РЗА ВЛ 110кВ Кропоткинская-Невский на ПС 110 кВ Кропоткинская	2022	-	Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА и. Средний срок эксплуатации РЗА - 35 лет
106.	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС 110 кВ Артемовская	2021	-	Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА и. Средний срок эксплуатации РЗА - 35 лет

4.2 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

Объекты, класс напряжения которых ниже 110 кВ, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 823 п. 28(в), включаются в региональный СИПР в формате перечня (сводные данные), приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
ОАО «ИЭСК»				
1.	Реконструкция ПС 35 кВ Жемчужная	2023	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
2.	Реконструкция ПС 35/6 кВ Эдуанка (установка Т-2, замена силового оборудования: ячейка 35кВ 2 шт., КРУН-6кВ - 1шт на 12 ячеек)	2023	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
3.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Центральный Хазан (установка Т-2, реконструкция ОРУ-35, замена КРУН-10 кВ)	2023	6,3 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
4.	Реконструкция ВЛ 35кВ Бирусинск-Шиткино (протяженность 28,6 км, Количество опор 312 шт., провод АС-70, АС-50)	2023	28,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
5.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Атагай, (установка Т-2)	2024	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
6.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Порог, (установка Т-2)	2025	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
7.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Афанасьев (замена трансформатора Т-2 с 4,0 МВА на 6,3 МВА)	2025	2,3 МВА	Технологическое присоединение Туберкулезного и кожно венерологического отделения ТГБУЗ Тулунская ЦРБ 1,3 МВт по 2 категории надёжности
8.	Реконструкция ПС 35/6 кВ Сосновый бор (замена трансформаторов 2*6,3 на 2*16 МВА, реконструкция КРУН)	2023	19,4 МВА	По договору технологического присоединения мощность 4,9 МВА по 2 категории надёжности
9.	Реконструкция ПС 35 кВ Сельхозкомплекс с заменой Т-1, Т-2 с реконструкцией ОРУ-35 кВ: замена выключателей 3 шт., разъединителей 6 шт., ТТ-35 6 шт., ОПН-35 6 шт.	2021	2x16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) Прирост мощности 12 МВА
10.	Реконструкция ПС 35 кВ Западная-3 с заменой Т-1, Т-2, Т-3 ОПУ и КРУН-6 кВ	2020	3x16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
11.	Реконструкция ПС 35 кВ Рудоремзавод с заменой Т-1, Т-2 с установкой КРУН-6 кВ типа К-59	2021	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности на 7,4 МВА)
12.	Реконструкция ПС 35 кВ Железнодорожник с заменой Т-1, Т-2	2023	3x16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 19,4 МВА)
13.	Реконструкция ПС 35 кВ № 4 с заменой Т-2 (прирост мощности 16 МВА)	2024	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
14.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Заря Троицк» инв. № 7000011031	2024	20,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
15.	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС «УЗГО» – ПС «Железнодорожник»	2023	8,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
16.	Реконструкция ПС 35 кВ Верхний Булай	2021	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
17.	Реконструкция ПС 35 кВ Сосновка (замена трансформаторов)	2023	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
18.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ-Зоны»	2023	21,591	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
19.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Апхульта-Бахтай» с заменой опор и вынос участка ВЛ из населенной местности	2022	21,155	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
20.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «УТФ -Кутулик-35» с заменой опор и провода, вынос из населенной местности	2022	14,204	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
21.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Т. Забитуй-УТФ» с заменой изоляторов	2023	2,448	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
22.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Голуметь - Олот» с установкой опор на плавающий фундамент	2021	46,1	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
23.	Реконструкция ВЛ-35кВ «В.Булай-Аларь» с установкой опор на плавающий фундамент 5 шт.	2023	8,454	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
24.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Голуметь-Новостройка» с установкой опор на плавающий фундамент 3 шт	2024	46,02	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
25.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Заря-Троицк» с заменой опор и провода	2021	24,052	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
26.	Строительство ПС 35 кВ Высота (с установкой ТМ 6,3 МВА) с ВЛ 35 кВ протяженностью 0,5 км	2021	6,3 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 6,3МВА)
27.	Строительство ПС 35 кВ Индустриальная с ВЛ 35 кВ протяженностью	2021	2x10 МВА 0,2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 10 МВА)
28.	Реконструкция ПС 35 кВ Б.Речка (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
29.	Реконструкция ПС 35 кВ Кузмиха (прирост мощности 10 МВА)	2023	10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
30.	Реконструкция ПС 35 кВ Култук (прирост мощности 0,7 МВА)	2023	2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
31.	Реконструкция ПС 35 кВ Партизанская с переводом ее в РП 6(10) кВ с кабель-ными линиями 6(10) кВ	2023	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (выбытие мощности 16 МВА)
32.	Реконструкция ПС 35 кВ Смоленщина (прирост мощности 6 МВА)	2023	16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
33.	Реконструкция ПС 35 кВ Жилкино, замена ОРУ на блочно-модульное, монтаж ОПУ	2024	2x25 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 24 МВА)
34.	Строительство ПС 35/10 кВ Ново-Снежная	2022	нд	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
35.	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты Иркутского района	2023	2x2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
36.	Модернизация ПС 35 кВ Баклаши (замена КРУН)	2020	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
37.	Строительство ПС 35 кВ Марково (прирост мощности 32 МВА)	2021	2x16 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
38.	Реконструкция ПС 35 кВ КПД с реконструкцией КРУН 6 кВ	2023	2x25 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 30 МВА)
39.	Реконструкция ПС 35 кВ Мельничная Падь (прирост мощности 7,4 МВА)	2022	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
40.	Строительство ПС 35 кВ Б.Коты с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Б.Коты Иркутского района	2023	2x2,5 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
41.	Реконструкция ПС 35/10 кВ п. Мурино с электрическими сетями 10/0,4 кВ в п. Мурино	2024	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
42.	Строительство ПС 35 кВ Горная с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово	2022	2x16 МВА, 4,5 км»	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 32 МВА)
43.	Строительство ПС 35 кВ Поздняково с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Хомутово, ВЛ 10 кВ протяженностью 2,7 км	2021	«2x10 МВА, 0,05 км»	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
44.	Строительство ПС 35 кВ Геологическая с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,35и0,8 км	2021	2x10 МВА 0,35 км 0,8 км.	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
45.	Строительство ПС 35 кВ Пирс с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово 0,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км	2022	2x10 МВА 0,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
46.	Строительство ПС 35 кВ Садоводство с ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово 2,7 км, ВЛ 10 кВ протяженностью 3 км	2022	2x10 МВА 2,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
47.	Строительство ПС 35 кВ МРС с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Черноруд	2025	2x10 МВА 0,105 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
48.	Строительство ПС 35 кВ Светлячки с ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Пивовариха 4,5 км., ВЛ10кВ протяженностью 2,9 км	2022	2x10 МВА, 4,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) (прирост мощности 20 МВА)
49.	Строительство РП 10 кВ Бурдугуз с ВЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП (РП 10 кВ 1 шт., ВЛ 10 кВ 4,5 км КЛ 10 кВ 0,4 км)	2024	4,5 км, 0,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
50.	Строительство ВЛ 35 кВ Геологическая-Лыловщина (протяженностью 16 км)	2024	16 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
51.	Реконструкция КЛ 35 кВ Ольхонские Ворота-Хужир с ответвлением на ПС 35/0,4 кВ базы паромной переправы на о.Ольхон, инв. №6000915035	2024	3,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
52.	Реконструкция ПС 35 кВ Лыловщина (прирост мощности 12 МВА)	2024	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
53.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Олонки (секционирование СШ-35кВ с установкой ВВ 35кВ)	2023		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
54.	Реконструкция ПС 35/10кВ Усть-Уда (секционирование системы шин 35 кВ с оборудованием секционирующей ячейки с вакуумным выключателем ВВ 35 кВ)	2021		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
55.	Реконструкция ПС 35 кВ Хужир (прирост мощности 12 МВА)	2024	2x10 МВА	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
56.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Грановщина - Лыловщина	2023	7,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
57.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Каменка - Казачье	2021	21,95 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
58.	Реконструкция ВЛ 20 кВ Жигалово-Чикан	2024	45,589 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
59.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Знаменка-Тимошино	2022	39,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
60.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Качуг-Верхоленск	2023	27,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
61.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Новая Уда - Молька	2024	23,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
62.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Тараса-Олонки	2024	21,78 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Балей - Горохово	2022	20,21 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
63.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Орда - Базой	2024	15,32 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
64.	Реконструкция ВЛ 35кВ Олонки-Горохово	2024	27,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта	№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
65.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Оёк-Коты	2022	8,32 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	102.	Повышение надежности распределителей (новое строительство) в Шелеховском районе	2021-2024	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
66.	Реконструкция ВЛ 35кВ Тараса - Каменка	2023	30,09 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	103.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Свердловском районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
67.	Строительство ПС 35 кВ Курма (прирост мощности 20 МВА) с ВЛ 10 кВ протяженностью 1,45 км	2024	2х10 МВА, 1,45 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	104.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Ленинском районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
68.	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		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	105.	Строительство РП 6-10 кВ с КЛ в Правобережном районе	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
69.	Строительство электрических сетей 6/0,4 кВ п. Верхнемарково Усть-Кутского района	2022		улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Верхнемарково Усть-Кутского района	106.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Мельниково	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
70.	Реконструкция распределительных электрических сетей п. Калтук МО Братский район 0,4 кВ, ВЛ0,4 кВ Ф-1.2, ТП 10/0,4 кВ-132	2020	1,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Калтук Братского района	107.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Байкальская	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
71.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-2 ТП 10/0,4 кВ -134	2020	0,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	108.	Перевод сетей 6 кВ на 10 кВ ПС Бытовая	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
72.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4кВ -133	2021	2,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Калтук МО Братский район (ГОСТ 32144-2013)	109.	Строительство электрических сетей для радиологического корпуса онкологического центра в г. Иркутске	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
73.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4кВ Ф-1, 2 ТП 10/0,4 кВ -244 (L=1,72км)	2021	1,72 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Калтук МО Братский район	110.	Модернизация КРУН – 10 кВ ПС Патроны	2020		улучшение показателей и норм качества электрической энергии Иркутского района (ГОСТ 32144-2013)
74.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 10/0,4 кВ -87	2022	0,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район	111.	Строительство электрической сети в Мамонском МО в границах ЖСК «Сотрудник ОМОН»	2021-2024		улучшение показателей и норм качества электрической энергии Иркутского района (ГОСТ 32144-2013)
75.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 3 ТП 10/0,4 кВ -243	2023	1,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район	112.	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская-Новолисиха	2022	5,25 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
76.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1 ТП 10/0,4 кВ -274	2024	1,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Александровка МО Братский район	113.	Строительство ВЛ 10 кВ Курма-Сарма	2023	12 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
77.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4 кВ ВЛ 0,4 кВ Ф-1, 2, 3, 4 ТП 10/0,4 кВ -40	2024	4,46 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) п. Большеюкинск МО Братский район	114.	Строительство ВЛ-10 кВ Черноурд-Сарма	2023	17,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
78.	Строительство ЛЭП 6 кВ от ПС 35 кВ Железногорская до ПС 35 кВ ГПП-2	2024	2х4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии г. Железногорск-Илимский	115.	Строительство ВЛ 10 кВ Покровская - п. Плишкино	2021	9,02 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
79.	Строительство двух ЛЭП 10 кВ с целью перевода нагрузки потребителей с ПС 35 кВ Северная на ПС 110 кВ Карапчанка	2024	2х4,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013) р.п. Железнодорожный	116.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Грузновка	2021	52,65 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
80.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Тагул	2024	9,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	117.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Жигалово-Петрово	2021	52,65 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
81.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Мирный	2023	12 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	118.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина	2020	2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
82.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Сереброво	2022	5,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	119.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Урик Б	2020	0,6 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
83.	Строительство электрических сетей 10/0,4кВ Шелаево	2024	16,92 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	120.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Грановщина-Столбово	2020	6,997 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
84.	Строительство электрические сети 0,4 кВ д. Новотремно	2021	2,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	121.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Хомутово-Церковь	2020	3,1 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
85.	Строительство Электрические сети 10/0,4 кВ Станция Худюланская	2021	2,5 км0,8 МВА».	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	122.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Пивовариха-Фермер	2022	4,453 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
86.	Строительство электрических сетей в г. Тулун (ВЛ-6 кВ ПС Стеклозавод – Березовая роща	2021	4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	123.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Дзержинск-Коттеджи	2022	0,8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
87.	Реконструкция распределительных сетей 10/0,4 кВ с. Утай Тулунский район	2021	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	124.	Строительство РП 10 кВ Колос с КЛ 10 кВ и лин. ответвлениями ЛЭП 10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ	2023	6,59 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии п. Молодежный (ГОСТ 32144-2013)
88.	Строительство ответвления на СНТ «Вагонник», СНТ «Аист» от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» Ангарского городского округа	2022	5	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	125.	Строительство РП 10 кВ Строитель с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями от ПС 110 кВ Новая Лисиха вблизи ДНТ Щукино	2023	8,465 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
89.	Строительство ответвления от ВЛ-10 кВ «Еловка-Саяны» на д. Стеглянка Ангарского городского округа	2022	2,4 2*160	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	126.	РП№3 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Куды	2022	10,095 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
90.	Строительство объектов электроснабжения на территории Южного массива г. Ангарска	2021	15,0 12*250	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	127.	РП№4 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина	2022	14,452 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
91.	Строительство распредел. 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	8, 2*160	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	128.	«РП№1 10 кВ с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ в д. Грановщина»	2022	6,73 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
92.	Строительство ВЛ 10 кВ отпайкой от ВЛ 10 кВ Новожилино-Целоты на д. Манинск с заходом в д. Октябрьский Усольского района	2024	23	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	129.	Строительство РП-5 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2023	10,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
93.	Строительство ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ Сибиряк (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй)	2023	5,4	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	130.	Строительство РП-6 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2024	9,4 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
94.	Строительство сетей 10/0,4 кВ в д. Бахтай Аларского района	2021	1х250	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	131.	Строительство РП-7 (Грановщина) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2024	8,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
95.	Электрическая сеть 10/0,4 кВ для электроснабжения ст. Тельма от ВЛ 10 кВ «Тельма-ФКРС» яч.14	2021	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	132.	Строительство РП-9 (Куды) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2025	8,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
96.	Строительство ЛЭП-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино	2022	8 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	133.	Строительство РП-8 (Хомутово) с КЛ, ВЛ-10 кВ (РП-10 кВ 1шт, КЛ-10 кВ, ВЛ-10 кВ)	2025	8,3 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
97.	ВЛ 10 кВ от УП 15 до СНТ «Сибиряк» (перевод питания ВЛ 10 кВ Тельма-Биликтуй)	2023	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	134.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Оек - Турская	2021	9,25 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии
98.	Для переключения КТПН № 582 на ул. Родниковая, № 381, 875 на ул. Тракторная. КВЛ Отпайка от ВЛ-10 кВ РП Марково – Марково Б	2021	1,7 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	135.	Строительство РП 20 кВ Плишкино с ВЛ-20 кВ (РП-20 кВ 1шт, ВЛ-20 кВ с временным использованием на напряжении 10 кВ)	2023	3,5 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
99.	Для переключения КТПН 2 шт. в районе ул. Первостроителей, Гольшева. КВЛ Отпайка от ВЛ 10 кВ ПП Березовый - ТП-3760	2021	0,98 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	136.	Строительство РП 10 кВ Авиатор с КЛ 10 кВ и линейными ответвлениями ЛЭП 10 кВ	2023	4,2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии вблизи СНТ Авиатор
100.	Повышение надежности распределительных сетей (новое строительство) в Иркутском районе	2021-2024	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	137.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ШМ ПС Дачная с РП-10 кВ	2023	1,2 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
101.	Повышение надежности распределителей (новое строительство) в г. Иркутске	2021-2024	-	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)	138.	Строительство РП 10 кВ с линейным ответвлением 10 кВ от ВЛ 10 кВ ШМ ПС Дачная – ДНТ Южное	2023	0,77 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
					139.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха -Лотос	2023	2,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
					140.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Пивовариха - Горячий Ключ	2023	2,9 км	улучшение показателей и норм качества электрической энергии (ГОСТ 32144-2013)
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»									
1.	Реконструкция ВЛ-35кВ ГПП2-РП5, ГПП1-РП-5 г. Ангарске	2021	5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО					
2.	Реконструкция РП-5 35/6кВ, г. Ангарск	2022-2023	50МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО					

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
3.	Реконструкция КЛ-6кВ №125 «ПС-35/6 №1, яч. №1а - НПС-1 «б», яч. №1, г. Ангарск,	2020-2021	3,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
4.	Реконструкция КЛ-6кВ №181 «ПС-35/6 №4, яч. №24 - ТП 17М-9, яч. №1, г. Ангарск,	2020-2021	1,65км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
5.	Реконструкция КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.109, яч.121 до РП-7 ЗРУ-6кВ яч.7, яч.6	2023-2024	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
6.	Реконструкция ТП-792 с установкой СТП-100-10/0,4 кВ	2020-2021	0,1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тайтурска
7.	Реконструкция ТП-51 с установкой КТПН-400-6/0,4 кВ	2020-2021	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
8.	Реконструкция трансформаторных подстанций ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5, ТП-6, ТП-КОС, ТП-КНС-1, ТП-КНС-5	2021	4,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новомальтинск
9.	Реконструкция РП-2	2021		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
10.	Реконструкция КТПН-1, КТПН-2,	2021	0,65МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
11.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. «Стеглянка» р.п. Мегет,	2021-2022	7,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
12.	Реконструкция распр. сетей 0,4-6 кВ от КТП-76п, СНТ «Автомобилист»	2022-2023	0,25МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
13.	Реконструкция распр. сетей 0,4-10 кВ	2023-2024	2,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
14.	Реконструкция распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Школьная, ул. Стенная	2023-2024	1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Савватеевка
15.	Реконструкция распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лесная, ул. Сосновая	2023-2024	3,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ново-Одинск
16.	Реконструкция ВЛ 6/0,4 кВ ф.№1 ТП-61 ул. Малая, 9-е Мая, Менделеева, Свердлова, Садовый тупик.	2021	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
17.	Строительство КТП-630/10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ ул. Тракторная, Тверской проезд, пер. Милицейски	2020	0,63МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО мкр-н Китой, г. Ангарск.
18.	Строительство ВЛ-10 кВ пер. Вокзальный, КТПН-630/10/0,4 кВ	2022-2023	0,63МВА/0,25км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
19.	Строительство КЛ-10кВ от ПС 110/10кВ «Вокзальная» КРУН-10кВ яч.9, яч.20 до РП-4 ЗРУ-10кВ яч.7, яч.4	2020-2021	2,57км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
20.	Строительство КЛ-6кВ от ГПП-1 ЗРУ-6кВ яч.23, яч.22 до РП-3 ЗРУ-6кВ яч.13, яч.6	2022-2023	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
21.	Строительство КЛ-6кВ от ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ яч.98, яч.104 до ТП-98 РУ-6кВ яч.1, яч.4	2021-2022	2,24км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
22.	Строительство ВЛ-10кВ ул. Фабричная, КТП-400-10/0,4 кВ	2022-2023	0,4МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тельма
23.	Строительство КЛ-6кВ «ТП-53А - РП-2»	2020-2022	1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
24.	Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ	2022-2023	50МВА/0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
25.	Строительство ЛЭП-10 кВ от ТП-4 до оп. №2 ф. «Одинск»	2020-2021	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
26.	Строительство СТП-250кВА по ул. Щорса и ул. Горького	2021	0,5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Мишелевка
27.	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТПН 630/10/0,4	2020-2024	2,52МВА/7,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Одинск
28.	Строительство распр. сетей 04-10 кВ п. Зеленый	2021-2024	2МВА/3,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
29.	Строительство распр. сетей 04-10 кВ в северо-восточной части	2022-2023	0,4МВА/1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тельма
30.	Строительство распр. сетей 10 кВ от ВЛ-10 кВ «Белореченск-Бадай» до ТП-1	2020	1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новомальтинск
31.	Строительство СТП-160 кВА по ул.Октябрьская, СТП-100 кВА-2шт. по ул. Долгополова, ул. Таежная, СТП-63 кВА по ул. Пролетарская, ПКУ-10 кВ ул. Мира	2020	0,423МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Раздолье
32.	Строительство ВЛЗ-0,4 - 10 кВ, СКТП-250/10/0,4 по ул. Софийская,	2020	0,25МВА/1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
33.	Строительство ВЛ-10 кВ, СКТП-250 кВА, по ул. Молодежная	2020	0,25МВА/0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Мегет
34.	Строительство КЛ-6 кВ, ВЛ-6 кВ, СТП-250 кВА СНТ «Октябрьской революции»	2021	0,5МВА/1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО г. Ангарск
35.	Строительство ВЛ-6кВ, КТП-160/6/0,4кВ,	2020	0,48МВА/5,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО мкр-н Строителей, г. Ангарск
36.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПН-630 кВА по ул. Бурлова,	2020	0,63МВА/0,03км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
37.	Строительство КТП-630-10/0,4 кВ с тр-ром ТМГ-630-10/0,4 кВ, ул. Менделеева г.	2021	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усолье-Сибирское
38.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 2 шт. по ул. Тракторная и ул. Восточная	2021	0,5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Раздолье
39.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ – 1 шт. по ул. 1-я Заречная	2021	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Большая Черемшанка
40.	Строительство ПС-35/6кВ «Китой» с ВЛ-35кВ	2024	20МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО в г. Ангарске
41.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Савватеевка», Ангарский район, ВЛ 35 кВ «РП5 – ПП4 –Савватеевка».	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО
42.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Мальшовка»,	2024	6,3МВА	Обеспечение электроснабжения потребителей АГО Ангарский р-н

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
43.	Строительство ТП-3, с. Одинск	2020	0,8МВА	Обеспечение электроснабжения потребителей АГО Ангарский р-н
44.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ул. Пеньковского, Держинско, О. Кошевого, пер. Горького, Почтовый, Кирова,	2020	1,73км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей АГО п. Тайтурска, Усольского р-на
45.	Реконструкция сетей 6/0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Байкальская, пер. Школьный ул. Железнодорожная, ул. Набережная, ул. Советская, ТП-10	2020-2024	0,63МВА/4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
46.	Реконструкция КЛ-10кВ ПС «Центральная - РП-85»	2020-2021	1,25км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Иркутск
47.	Реконструкция ВЛ-6 кВ	2020-2021	4,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Быстрая
48.	Реконструкция ВЛ-0,4-6 кВ пос.Искра	2020	0,41МВА/8,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Иркутск
49.	Реконструкция КЛ-10 кВ «ПС Туристская - Турбаза Прибайкальская», яч.№16,	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркутского района
50.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бурдаковка-Бурдугуз» ВЛ-10кВ «Бурдаковка - пос.Дорожников», ТП-160 «п. Дорожников», ТП-156 «п.Бурдаковка, ферма КРС»	2020-2024	0,56МВА/6,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка, Иркутского района
51.	Реконструкция распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная	2020	0,63МВА/1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
52.	Реконструкция 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	2020-2024	0,63МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Сергиев Посад, Иркутского района
53.	Реконструкция распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, Чернышевского, Нагорная, Чайковского, Байкальская, Кропачева, Черемушки, Комарова	2020-2023	0,4МВА/5,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Малое Голоустное, Иркутского района
54.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Светлячки - Горячий Ключ», 20-36 км автодороги Иркутск – Б. Голоустное,	2020-2024	10км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркутского района
55.	Реконструкция сетей 10/0,4кВ по ул. Тракторная, Заречная, Новозаречная	2020-2022	3,5 км	Обеспечение электроснабжения потребителей д. Зорино-Быково, Иркутского района
56.	Реконструкция сетей 10/0,4кВ ул. Тракторная, Лесная, Нагорная, Зои Космодемьянской, Майская, Тенистая, Бечаснова, Железнодорожная, Мира, Трудовая, Карьерная, Березовая, Солнечная, Солнечная, Зеленая, пер. Майский, Тенистый, Зелены	2020-2024	8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Смоленщина, Иркутского района
57.	Реконструкция сетей 6/0,4кВ ул. Набережная, Фурманова, Труда, Октябрьская, Ангарская, Чайковского, Ломоносова, Олега Кошевого, Матросова, 5-я Советская, Лаза, Лесная	2020-2024	6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большая речка, Иркутского района
58.	Реконструкция электрических сетей 10/0,4кВ ул. Ангарская, ул. Ключевая, ул. Нагорная	2020-2022	2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Никола, Иркутского района
59.	Реконструкция ВЛ-10кВ от ПС «Ерши» до п. Мельничная Падь, вдоль автодороги	2020-2024	10км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей по Мельничному тракту, Иркутского района
60.	Реконструкция сетей 0,4кВ, ТП-6/0,4, ул. Магистральная, ул. 40 лет Победы, пер. Речной, ул. Пушкина, ТП-43, ТП-47	2020-2024	1,03МВА/4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
61.	Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Магистральная,	2020-2021	0,88МВА/2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
62.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Судоверфь», ул. Горького,	2020-2023	2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
63.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лесной, пер. Луговой,	2020	0,063МВА/0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Быстрая, Слюдянского района
64.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ в п. Ангарские хутора,	2020	0,16МВА/0,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Иркутского района
65.	Строительство ПС 35/6 кВ	2020-2021	50МВА/0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Байкальск
66.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Набережная, Фурманова, Труда, Октябрьская, Ангарская, Чайковского, Ломоносова, Олега Кошевого	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большая речка, Иркутского района
67.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ на ул. Новая, Песчаная, Байкальская, Киевская,Лесная,Рабочая	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка, Иркутского района
68.	Строительство распр. сетей 10/0,4кВ кВ на ул. Депутатская, Профсоюзная, Панфилова, Октябрьская	2020-2022	0,64МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Култук, Слюдянского района
69.	Строительство распределительных электрических сетей 6/0,4кВ на ул. Тракторная,	2020-2021	0,32МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
70.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Береговая, ул. Харануты	2020-2020	0,025МВА/0,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района
71.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ в жилых массивах 1, 4, 6, 7	2020-2021	1,26МВА/2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей МО Смоленское, Иркутского района
72.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Пушкина	2020-2020	0,4МВА/1,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Култук, Слюдянского района
73.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ по ул. Гранитная, ул. Алмазная, ул. Рубиновая, Мраморная	2020	0,63МВА/1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Маркова, Иркутского района
74.	Строительство распр. сетей 0,4-6 кВ в, мкр. Перевал, мкр. Рудо	2020-2024	0,41МВА/4,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Слюдянка
75.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ в южной части д. Новогрудино	2020	0,4МВА/2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Новогрудино
76.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ в северо-западной части	2020-2023	0,4МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Мельничная Падь
77.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ в южной части д. Бурдаковка,	2020-2024	0,4МВА/2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Бурдаковка,
78.	Строительство распр. сетей 0,4-10 кВ, ул. Озёрная Харануты, Свердлова,Новая Прибрежная, Береговая,	2020	0,1МВА/0,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Большое Голоустное, Иркутского района
79.	Строительство распр. сетей 0,4-6 кВ в западной прибрежной части п. Утулик	2020-2023	0,41МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Утулик, Слюдянского района

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта	№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
80.	Строительство тр-рных пунктов 10/0,4кВ на ул. Нагорная, Мира, Лесная, Зои Космодемьянской	2020-2024	0,64МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей МО Смоленское, с. Смоленщина, Иркутского района	119.	Реконструкция ТП-38 ул.Ленина	2023	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Залари
81.	Строительство трансформаторных пунктов 10/0,4кВ	2020-2023	1,2МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тибельты, Слюдянского района	120.	Реконструкция ТП-7 ул.Целинная	2024	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Тыреть
82.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в центральной части р.п. Байкал,	2020-2023	0,32МВА/2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Байкал, Слюдянского района	121.	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Головинская -Владимир»	2024	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, п. Владимир
83.	Строительство РП-3, КЛ-10 кВ п. Култук	2020-2021	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Култук,	122.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Тарасовск-Кумарейка»	2020	2,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Балаганского района
84.	Строительство тр-рных пунктов 10/0,4кВ на ул. Куликова, Кузнецова, Судзиловского, Чапаева, Гудина, Горького, Лазо, Островского	2020-2024	1,28МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Култук, п. Листвянка Слюдянского района	123.	Реконструкция ТП-8 ул.Гагарина	2020	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонкутск
85.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат»,	2024	12,6МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Большое Голоустное, д. Малое Голоустное, д.Н. КочергатИркутского района	124.	Реконструкция ТП -7 ул.Гагарина,	2020	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонкутск
86.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «ГПП-1 – Угулик»,	2024	7,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Слюдянского района	125.	Строительство КЛ-10кВ ТП-36-ТП-58,	2020	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
87.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ «Добролет».	2024	8МВА/68км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей по Голоуспенскому тракту Иркутского района	126.	Строительство КЛ-10кВ от ПС Тяговая -Тыреть до оп. №1 ВЛ-10кВ «Тыреть»,	2020	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тыреть
88.	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №4 - ТП 30055, 30025,	2020-2023	10,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Кривошапкино, м-н Авиаторов	127.	Строительство КТПН-250/10кВ - 2 шт., ВЛ-10кВ, ВЛ-0,4кВ ул. Кольцевая, ул. Горького,	2021	0,5МВА/0,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Балаганск
89.	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №5 - оп.№76 (ПП-22),	2022-2024	4,39км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск м-н Авиаторов, Балахня	128.	Строительство КТП-400/10/0,4кВ, ВЛ-10кВ, ул. Ломоносова,	2020	0,4МВА/0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
90.	Строительство КТП-400/10/0,4кВ, ул. Комарова	2020	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск	129.	Строительство ВЛ-10 кВ «ТП-6-1 – Песчанка»	2021	3,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Балаганского района
91.	Строительство ВЛ-10кВ, ТП-250/10кВ - 2шт., м-н Хабарово,	2020	0,16МВА/1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей, г. Киренск	130.	Строительство КТПС-100/10/0,4 кВ ул. Заречная, ул. Нагорная, ул. Новая	2024	0,3МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Кумарейка
92.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в мкр. Мельничный, мкр. Балахня	2021-2023	0,5МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск	131.	Строительство СКТП-100/10/0,4 кВ по ул. Ленина от ТП-5	2024	0,1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Троицк
93.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Красноармейская»,	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск	132.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в северной, юго-западной, юго-восточной частях	2021-2024 г.г.	0,48МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонкутск
94.	Реконструкция ВЛ-10кВ «ПС-110/35/10кВ «Киренск», яч. №11 - ЗРУ-6/10кВ Киренской ДЭС»	2023-2024	2,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Киренск	133.	Строительство ВЛ-10кВ,ТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный,	2023-2024	0,25МВА/0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
95.	Реконструкция ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама»	2021-2024	4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района	134.	Строительство К ТП-160/10/0,4 кВ по пер. 1-ый Нагорный,	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Карымск
96.	Строительство ОПУ на ПС 110/35/6кВ «Мусковит	2020		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района	135.	Строительство КЛ-10кВ «ТП-104 ТП-117» ул.Луговая	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
97.	Реконструкция ПС-35/6 кВ «Мама», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» пгт. Мама	2024	12,6МВА/26км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района	136.	Строительство ВЛ-10кВ,2хТП-10/0,4кВ, ВЛ-0,4кВ мкр.Молодежный	2020-2021	0,5МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
98.	Реконструкция ПС-35/10 кВ «Витимский», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» п. Витимский,	2024	3,6МВА/2,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района	137.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ мкр. Молодежный,	2020	0,65МВА/1,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
99.	Реконструкция ПС-35/6 кВ «Луговка», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» п. Луговский,	2024	0,8МВА/43км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского района	138.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ мкр. 11,	2020	0,4МВА/1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
100.	Реконструкция ВЛ-35 кВ ПС 35/10 кВ»Уда-2» Нижнеудинский р-он	2021-2022	0,88км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Шумский	139.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-400кВА, ВЛ-0,4кВ ул.Октябрьская	2021	0,4МВА/3,56км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Балаганск
101.	Реконструкция СКТП № 44П кВ, КТПН-43П, п. Подгорный	2020-2021	0,88МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Нижнеудинский р-н	140.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-400кВА, ВЛИ-0,4кВ, ул.Калинина	2020	0,4МВА/0,31км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Балаганск
102.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Фидер№ Замзор-Первомайский	2020-2024	10,38км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Подгорный, Нижнеудинского района	141.	Строительство ТП-1 ул.Степная	2020	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
103.	Строительство отпайки ВЛ-10 кВ, КТП-10/0,4/250 кВА ул. Парковая	2024	0,25 МВА/0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Нижнеудинск	142.	Строительство ТП-2 ул.Луначарского	2023	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
104.	Строительство КТПН-630/10/0,4 кВ уч. Куряты, Нижнеудинского р-на	2021	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей уч. Куряты,	143.	Строительство ТП-14 ул.Кошевого	2021	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
105.	Строительство распределительных сетей 10-0,4 кВ, ул. Пшеничная, Просвещения, Тракторная, Энтузиастов, Циолковского, пер. Российский	2022-2022	0,8МВА/1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Нижнеудинск	144.	Строительство ТП-114 ул.Тракторная	2021	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
106.	Строительство ВЛ-10 кВ, ВЛИ-0,4 кВ, КТПН-400/10/0,4 кВ,	2020	0,4МВА/0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Подгорный, Нижнеудинского района	145.	Строительство РП-2 ул.Тракторная	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
107.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Уда-2» п. Шумский», Нижнеудинский район	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Шумский,	146.	Строительство ТП-30 ул.Матросова	2022	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Залари
108.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Бадар-Забор», Нижнеудинский район	2020	1,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей	147.	Строительство ТП-1 ул. Буденого п.Залари	2024	0,63МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Залари
109.	Реконструкция ВЛ-6кВ НПС, фидер №14,15	2021	1,38км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тулун	148.	Строительство ВЛ-10кВ, КТПН-250кВА ул. Заларинская	2023	0,25МВА/0,32км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Новонкутск
110.	Реконструкция ВЛ-10кВ ФН№4 «Кадинский», ВЛ-0,4 кВ	2020-2024	23,49км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун	149.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в юго-восточной, юго-западной ч.	2020-2024	0,64МВА/4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Тыреть
111.	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 кВ ФН№4 «Кадинский», КТП-10/0,4 кВ	2022-2023	0,73МВА/1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун	150.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ в мкр. 11 «Молодежный», мкр. «6Б», мкр. «Лесной»	2020-2023	0,32МВА/3,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск
112.	Строительство ВЛ-0,4кВ ул. 22-я Годовщина Октября, ул. Кирова	2020	3,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Куйтун	151.	Строительство распред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Лазо, ул. Клеменко	2020	1,03МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима
113.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Школьной,	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Будагово, Тулунского района	152.	Реконструкция ВЛ-0,4-10 кВ по ул. Свердлова, 50 лет ВЛКСМ	2020	2,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
114.	Реконструкция ВЛ-10кВ Фидер №14, г. Зима	2021	1,2 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима	153.	Реконструкция ВЛ-6 кВ на ТП-98,	2020	0,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
115.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Фидер №10»	2020-2023	11,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Зима	154.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. №5 от ПС-35/10 кВ «Мелькомбинат»	2020	1,07км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
116.	Реконструкция РП-7,	2023		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Саянск	155.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. №3 от ПС-35/10 кВ «Мелькомбинат»	2020-2022	2,98км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
117.	Реконструкция ВЛ-10кВ РП-7-РП-8 Левая цепь, Правая цепь,	2020-2021	7,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Зиминского района	156.	Реконструкция ВЛ-10 кВ фид. «Квиток» от ПС-110 кВ Тяговая «Невельская»,	2021-2021	5 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Квиток
118.	Реконструкция ТП-1п., Зиминский район	2023	0,4МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Боровое	157.	Строительство ТП-10/0,4 кВ, ВЛ-0,4-10 кВ в	2020	0,63МВА/2,3 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
					158.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТПС-250/10/0,4 кВ по ул. Свердлова от ТП-15,	2022	0,25МВА/0,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Квиток

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
159.	Строительство ВЛ-10 кВ по ул. Парижской Коммуны, строительство КТПС-250/ 10/0,4 кВ в пер. Советском	2020	0,25МВА/0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Бирюсинск
160.	Строительство КТПС-160/10/0,4 кВ на пересечении ул. Ленина и Свенцкого,	2022	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей р.п. Шиткино
161.	Строительство КТПС-160/6/0,4 кВ по ул. 40-я Октября	2020	0,16МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Николаевка
162.	Строительство распределительных сетей 0,4-10 кВ в северной, южной частях	2022-2024	0,65МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
163.	Строительство распределительных сетей по ул. Свердлова, 50 лет ВЛКСМ,	2020	0,4МВА/0,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
164.	Строительство распределительных сетей 0,4-6 кВ по ул. Проздная, Партизанская, ул. Расковой	2020	0,4МВА/0,65км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
165.	Строительство распределительных сетей 0,4-6 кВ по ул. Береговая, ул. Дружбы	2020	0,25МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Бирюсинск
166.	Реконструкция ВЛ-0,4-6 по ул. Партизанская, Терешковой, Строительная	2020	0,62 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
167.	Строительство ВЛ-0,4-6 по ул. Терешковой, ул. Свободы,	2020	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Тайшет
168.	Реконструкция ТП-27,5/6 кВ «Западная» с заменой трансформатора	2020	1МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Николаевка
169.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат».	2024	32МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Николаевка
170.	Реконструкция ВЛ-10-0,4кВ с применением СИП	2020-2021	8,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Казачинское
171.	Строительство ВЛ-10/0,4кВ, КТПН-250/10/0,4кВ-1шт., мкр Холбос	2020-2021 г.г.	0,25МВА/1,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
172.	Строительство ВЛ-6кВ, КТПН-400/6/0,4кВ-1шт., ул. Чернышевского	2022-2023	0,4МВА/0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
173.	Строительство КТПН-250/6/0,4кВ., КТПН-400/6/0,4кВ-1шт.	2022-2023	0,65МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
174.	Строительство ВЛ-0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт.	2020-2021	0,4МВА/0,25км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
175.	Строительство КТП-250/10/0,4 кВ ул. Транспортная,	2021	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Улькан
176.	Строительство ВЛ-10 кВ, КТП-250/10/0,4 кВ ул. Возрождения	2021	0,25МВА/0,79км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Тарасово
177.	Строительство ЛЭП-10/0,4кВ, строительство КТПН-400/10/0,4кВ-1шт., строительство КТПН-250/10/0,4кВ-3шт.	2020-2023	1,150МВА/6,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ключи
178.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Бирюсинка».	2024	8МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
179.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-27, ВЛ-35 кВ «Город»	2024	8МВА/1,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
180.	Строительство ПС 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ.	2024	8МВА/0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей д. Ключи
181.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС», ВЛ-35 кВ «Нефтебаза»	2024	8МВА/8,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Усть-Кут
182.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Косая Степь - Бугульдейка»	2020-2022	14км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского района
183.	Реконструкция ВЛ-10кВ АБЗ Эхирит-Булагатский район	2020	1,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
184.	Реконструкция ВЛ-10кВ КЗПХ, п. Качуг	2020	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Качугский район
185.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Куржумово», п. Качуг,	2020	1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Качугский район
186.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ по ул. Набережная, ул. Чкалова	2020-2021	0,4МВА/1,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Оса, Осинский р-н
187.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ по ул. Кирова, ул. Некрасова,	2020-2024	0,4МВА/0,78км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Оса, Осинский р-н
188.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Тараса-Бохан в п. Бохан	2020	7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Боханского р-на
189.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ по ул. Колхозная, Никифорова, Ключевая, Набережная от ТП -Автовокзал в п. Бохан	2020-2022	0,63МВА/0,84км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Боханского р-на
190.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ по ул. Терешковой, Трудовой от ТП-Детсад	2021-2023	0,4 МВА/0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан, Боханского р-на
191.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ от ТП Школа с. Бугульдейка,	2020-2022	3,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского р-на
192.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, 40 лет Победы, Набережная, Байкальская, Пушкина, Павлика Морозова, Ленина,	2020-2024	6,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Бугульдейка, Ольхонского р-на
193.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ от ТП-Заречная, с. Баяндай,	2020	0,16МВА/0,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Баяндаевского р-на
194.	Реконструкция ВЛ-10 кВ «Поселок» в п. Усть-Уда	2020-2024	5,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинского р-на
195.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Маслозавод в п. Усть-Уда	2020-2024	4,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинского р-на
196.	Реконструкция ВЛ-10 кВ «СХТ», монтаж 2-х реклоузеров,	2020-2024	3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
197.	Реконструкция отпайки ВЛ-10 кВ «Пушкина» от ВЛ-10 кВ «АБЗ»,	2021-2024	2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,

№	Наименование мероприятия	Год ввода объекта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
198.	Реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ от ТП-Малева	2021-2024	0,25МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
199.	Строительство ТП-10/0,4 кВ «Байкальская», ВЛ-0,4-10 кВ, с. Еланцы	2020	0,4 МВА/1,06 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского района
200.	Строительство ТП-10/0,4 кВ «Строителей»,	2020	0,4МВА/0,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский,
201.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Неудодниковская,	2020-2022	0,16МВА/0,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Жигалово, Жигаловский р-н
202.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ по ул. Мира, п. Усть-Уда	2020-2021	0,4МВА/0,53км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинский р-н
203.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Пуляевского, ул. Ленский Расстрел	2020-2021	0,16МВА/0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Качуг, Качугский район
204.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Ленина	2020	0,4МВА/3,03км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Жигалово Жигаловский р-на
205.	Строительство ТП-20/0,4 кВ на улице Куйбышева, с. Тутура	2022	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Жигаловский р-н
206.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в районе ул. 8 Марта	2020-2024	0,8МВА/3,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Усть-Удинский р-н
207.	Строительство распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ в районе СОТ «Надежда»	2020-2024	0,8МВА/3,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Ордынский, Эхирит-Булагатский р-н
208.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Байкальская, ул. Ленина,	2020-2021	0,32МВА/0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Бугульдейка, Ольхонского р-на
209.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ, с. Бугульдейка	2020-2023	0,96МВА/2,15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Ольхонского р-на
210.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ по ул. Киревская, Коммунистическая, Сосновая, Дорожников, Заводская, пер. Южный	2020	0,65МВА/2,75км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан
211.	Строительство рапред. сетей 10-0,4 кВ, ул. Дачная Балтахинова, Советская, Горького, Калинина, Борсо-ева, Школьная, Хангалова, Кислородная, Буденного, Хандагайская, Суборовой	2020	1,6МВА/4,82 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п.Усть-Ордынский
212.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в юго-западной части	2022-2023	0,25МВА/1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Усть-Уда, Усть-Удинский район
213.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в южной части	2023-2024	0,5МВА/2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Качуг
214.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в северной части	2021-2023	0,5МВА/2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Баяндай
215.	Строительство рапред. сетей 10 кВ по ул. Заречная, Кирова	2020	0,25МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Бохан
216.	Строительство ВЛ-0,4-10 кВ, КТП-10/0,4 кВ «Мост»	2020	0,4МВА/0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Качуг
217.	Строительство рапред. сетей 10-0,4 кВ по ул. Западная, Центральная, с. Еланцы	2020	0,25МВА/1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Еланцы
218.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бугульдейка»	2024	5МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Еланцы
219.	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер 17,18 ПС «Западная-3» (участок от оп.32 до оп.45) пересечение ул.Горького и ул.Школьная,	2020-2021	1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
220.	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№3 РП-134, ВЛ-0,4кВ от ТП-179 с переносом ТП ул.Магистральная	2023	0,5МВА/2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
221.	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	2020-2024	1,812МВА/18,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Касьяновка, Черемховский район
222.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Тальники-Сплавная»	2021-2024	7,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники, Черемховский район
223.	Реконструкция ВЛ-6кВ фид.№1 КРУН-6кВ ПС «Шхта Забитуй», КЛ-6 кВ фидер 1 ПС «Забитуй» от опоры №41 до опоры №42 (в 2 кабеля) п. Забитуй	2021-2023	2,9км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Забитуй
224.	Реконструкция ВЛ-6кВ фидер №2 ПС «Свирск» от оп.15 до оп.41	2022-2023	1,5км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г.Свирск
225.	Реконструкция ВЛ-10кВ «Тальники-БАМ» с. Тальники	2021-2023	2,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники
226.	Реконструкция ВЛ-35кВ «Онт-Тальники» Черемховский район	2021-2023	15км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники
227.	Строительство отпайки ВЛ-6кВ фидера №7 ПС «Западная-1» от ТП-86 до ТП-33, КТПН-630/6/0,4 кВ	2021-2022	0,63МВА/1,4км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
228.	Строительство РП-6 кВ, КЛ-6 кВ по ул. Мересьева,	2020	0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
229.	Строительство рапред. сетей 0,4-10 кВ в южной части п.Кутулик	2020	0,630МВА/4,06км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей Аларский р-он
230.	Строительство рапред. сетей 0,4-6(10) кВ в северной, северо-восточной, северо-западной частях	2020-2024	1,85МВА/6,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
231.	Строительство рапред. сетей 0,4-6 кВ ул. 2-я Петровка, ул. П. Морозова, п. Касьяновка, г. Черемхово	2020	0,32МВА/0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Касьяновка, Черемховский район
232.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «ЦРП», Черемховский р-н.	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей п. Михайловка
233.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Тальники» Черемховский район	2024	2МВА	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей с. Тальники.
234.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №1, 2, 4 Аларский район	2024	5,9 км	Обеспечение надежного электроснабжения п. Забитуй
235.	Строительство РП-6 кВ №12 Черемховский район	2024		Обеспечение надежного электроснабжения п. Касьяновка
236.	Строительство РП-6 кВ №134	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово

ОБЪЯВЛЕНИЕ

о приеме документов для участия в конкурсе на включение в кадровый резерв министерства финансов Иркутской области для замещения должности государственной гражданской службы Иркутской области

Министерство финансов Иркутской области объявляет конкурс на включение в кадровый резерв для замещения должности государственной гражданской службы Иркутской области в министерстве финансов Иркутской области (далее - министерство):

- ведущий советник отдела исполнения расходов в управлении казначейского исполнения бюджета министерства (ведущая группа должностей категории «специалисты»).

1. Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему) (далее – гражданский служащий) для замещения должности ведущего советника отдела исполнения расходов в управлении казначейского исполнения бюджета министерства (далее – ведущий советник):

- 1) гражданство Российской Федерации;
- 2) достижение возраста 18 лет;
- 3) владение государственным языком Российской Федерации;
- 4) соответствие квалификационным требованиям для замещения должности государственной гражданской службы Иркутской области, установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации, Иркутской области о государственной гражданской службе:

а) к уровню профессионального образования:
высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации «дипломированный специалист», квалификации (степени) «магистр», «бакалавр»;
высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр» - подготовка специалиста или магистратура;
высшее образование - бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационное требование для замещения должности ведущего советника о наличии высшего образования не ниже вышеуказанных уровней не применяется:

к гражданам, претендующим на замещение указанной должности государственной гражданской службы Иркутской области, и гражданскому служащему, замещающему указанную должность, получившим высшее профессиональное образование до 29 августа 1996 года;

к гражданскому служащему, имеющему высшее образование, назначенному на указанную должность до 1 июля 2016 года.

б) к специальности, направлению подготовки:
в соответствии с областью и видом профессиональной деятельности должен иметь образование по специальности, направлению подготовки: «Экономика и управление» или иные специальности и направления подготовки, содержащиеся в ранее применяемых перечнях специальностей и направлений подготовки, для которых законодательством об образовании Российской Федерации установлено соответствие указанным специальностям и направлениям подготовки;

в) к стажу государственной гражданской службы или работы по специальности, направлению подготовки:
без предъявления требований к стажу.

г) к знаниям и умениям, которые необходимы для исполнения должностных обязанностей:
гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

- 1) знание государственного языка Российской Федерации (русского языка);
- 2) знаниями основ:

а) Конституции Российской Федерации;
б) Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной гражданской службы Российской Федерации»;

в) Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации»;

г) Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции»;

д) Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации»;

е) Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»;

ж) Устава Иркутской области;

з) Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»;

и) делопроизводства;

к) основных принципов организации государственных органов, а также знание структуры и полномочий государственных органов;

л) основных принципов построения и функционирования системы государственной службы;

м) организации прохождения государственной гражданской службы Российской Федерации;

н) порядка работы со служебной информацией;

о) правил и норм охраны труда;

п) техники безопасности и противопожарной защиты;

р) служебного распорядка министерства;

3) знаниями и умениями в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе:

а) знание основ информационной безопасности и защиты информации;

б) знание основных положений законодательства о персональных данных;

в) знание общих принципов функционирования системы электронного документооборота;

г) знание основных положений законодательства об электронной подписи;

д) знаниями и умениями по применению персонального компьютера.

Умения гражданского служащего при исполнении должностных обязанностей по замещаемой должности включают следующие умения:

общие умения:

а) умение мыслить системно;

б) умение планировать, рационально использовать служебное время и достигать результата;

в) коммуникативные умения;

Гражданский служащий должен обладать следующими профессионально-функциональными знаниями:

1) Бюджетного кодекса Российской Федерации;

2) Федерального закона от 12 января 1996 года № 7-ФЗ «О некоммерческих организациях».

3) Федерального закона от 3 ноября 2006 года № 174-ФЗ «Об автономных учреждениях»;

4) Федерального закона от 8 мая 2010 года № 83-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с совершенствованием правового положения государственных (муниципальных) учреждений»;

5) Федерального закона от 5 апреля 2013 года № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд»;

6) Постановления Правительства Российской Федерации о мерах по реализации Федерального закона о федеральном бюджете на соответствующий год и на плановый период;

7) Приказа Минфина России от 6 июня 2019 года № 85н «О Порядке формирования и применения кодов бюджетной классификации Российской Федерации, их структуре и принципах назначения»;

8) Приказа Казначейства России от 10 октября 2008 года № 8н «О порядке кассового обслуживания исполнения федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов и порядке осуществления территориальными органами Федерального казначейства отдельных функций финансовых органов субъектов Российской Федерации и муниципальных образований по исполнению соответствующих бюджетов»;

9) Постановления Правительства Российской Федерации от 12 декабря 2015 № 1367 «О порядке осуществления контроля, предусмотренного частью 5 статьи 99 Федерального закона «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд»;

10) Постановления Правительства Российской Федерации от 28 ноября 2013 года № 1084 «О порядке ведения реестра контрактов, заключенных заказчиками, и реестра контрактов, содержащего сведения, составляющие государственную тайну»;

11) Положения о ведении счетов территориальных органов Федерального казначейства и финансовых органов субъектов Российской Федерации (муниципальных образований), органов управления государственным внебюджетными фондами Российской Федерации, утвержденного Банком России № 629-П, Минфином России № 12н 23 января 2018 года;

12) Законов Иркутской области об областном бюджете на текущий год и на плановый период;

13) Закона Иркутской области от 23 июля 2008 № 55-оз «О бюджетном процессе Иркутской области»;

14) Постановления Правительства Иркутской области от 23 декабря 2008 года 120-пп «О министерстве финансов Иркутской области»;

15) Приказа министерства финансов Иркутской области от 31 декабря 2010 года № 13н-мпр «О Порядке открытия и ведения лицевых счетов министерством финансов Иркутской области»;

16) Приказа министерства финансов Иркутской области от 1 июля 2014 года № 44н-мпр «О Порядке исполнения областного бюджета по расходам»;

17) Приказа министерства финансов Иркутской области от 25 декабря 2013 года № 80н-мпр «О Порядке санкционирования расходов бюджетных (автономных) учреждений Иркутской области, источником финансового обеспечения которых являются средства, полученные бюджетными (автономными) учреждениями Иркутской области в соответствии с абзацем вторым пункта 1 статьи 78.1 и статьей 78.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации»;

18) Приказа министерства финансов Иркутской области от 28 ноября 2013 года № 62н-мпр «О Порядке проведения кассовых операций со средствами бюджетных (автономных) учреждений Иркутской области»;

19) Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области»;

20) положения об управлении, положения об отделе;

21) иных правовых актов в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой гражданским служащим должности государственной гражданской службы Иркутской области.

Гражданский служащий должен обладать следующими профессионально-функциональными умениями:

1) работать в информационных системах министерства;

2) работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, работать с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, работать в операционной системе, управления электронной почтой, работать в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, подготовки презентаций, использование графических объектов в электронных документах, системами межведомственного взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно - аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных, системами управления электронными архивами, системами информационной безопасности, системами управления эксплуатацией.

Должностные обязанности по должности ведущего советника:

Гражданский служащий в целях обеспечения реализации задач и функций отдела исполнения расходов в управлении казначейского исполнения бюджета (далее – отдел, управление), установленных положением о министерстве финансов Иркутской области (далее - министерство), положением об управлении, об отделе обязан добросовестно исполнять должностные обязанности в сфере финансирования социальной сферы.

В указанной сфере, в пределах компетенции отдела, гражданский служащий обязан:

1) осуществлять прием платежных документов главных распорядителей (распорядителей) бюджетных средств, получателей бюджетных средств, бюджетных и автономных учреждений Иркутской области и их обособленных подразделений, а также государственных унитарных предприятий Иркутской области (далее – клиентов), определенных начальником отдела;

2) проверять представленные платежные документы на соответствие действующим порядкам министерства;

3) отказывать платежные документы, не прошедшие проверку в соответствии действующими порядками министерства;

4) осуществлять контроль учета бюджетных обязательств в соответствии с действующим законодательством;

5) осуществлять проверку на соответствие сведений о государственном контракте в реестре контрактов, предусмотренном законодательством Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, и сведений о принятом на учет бюджетном обязательстве по государственному контракту условиям данного государственного контракта для санкционирования оплаты денежных обязательств по государственным контрактам клиентов;

6) санкционировать оплату денежных обязательств клиентов по прошедшим контроль платежным документам;

7) осуществлять контроль, предусмотренный частью 5 статьи 99 Федерального закона от 5 апреля 2013 года № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд», а также Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 ноября 2013 года № 1084 «О Порядке ведения реестра контрактов, заключенных заказчиками, и реестра контрактов, содержащего сведения, составляющие государственную тайну», соответствия информации, включаемой в реестр контрактов, информации, указанной в условиях контракта, в личном кабинете органа контроля в единой информационной системе в сфере закупок;

8) сканировать санкционированные к оплате платежные документы на бумажном носителе, посредством программы «BiPrint», для определения соответствия информации, указанной в платежном документе на бумажном носителе электронному платежному документу;

9) выдавать по мере совершения операций обслуживаемым клиентам выписки из лицевых счетов и необходимые приложения по каждой записи выписки с отметкой об исполнении под роспись;

10) не позднее следующего рабочего дня после дня подтверждения исполнения платежных документов клиентов передавать первые экземпляры платежных документов, оформленные подписями должностных лиц клиентов, сотруднику отдела контроля расходов и ведения сводного реестра управления, ответственного за формирование документов операционного дня. При этом платежные документы должны быть отсортированы в порядке номеров лицевых счетов и номеров платежных документов;

11) осуществлять последующий контроль проверенных и санкционированных к оплате сотрудниками отдела и отделов казначейского исполнения бюджета по городам и районам Иркутской области платежных документов с лицевых счетов бюджетных и автономных учреждений Иркутской области, а также платежных документов с лицевых счетов клиентов во временном распоряжении;

12) осуществлять выверку соответствия санкционированных (проверенных) сотрудниками отдела в течение рабочего дня платежных документов на бумажном носителе с представленными электронными документами, посредством программы «BiPrint», исключить из уведомлений о предельных объемах финансирования платежные документы не прошедшие контроль на соответствие бумажного носителя с электронным документом;

13) отказывать платежные документы клиентов, не прошедшие последующий контроль в установленном порядке;

14) формировать платежные поручения в распоряжение на перечисление средств с текущего счета;

15) проверять корректность оформления распоряжения на перечисление средств с текущего счета перед отправкой на подпись министру финансов Иркутской области и главному бухгалтеру министерства;

16) подписывать сформированные им распоряжения на перечисление средств с текущего счета;

17) вести учет платежных документов, не прошедших последующий контроль;

18) участвовать в разработке проектов нормативных правовых актов, касающихся работы отдела;

19) обеспечивать конфиденциальность операций по лицевым счетам клиентов, в соответствии с действующим законодательством;

20) осуществлять доведение отчетных форм, информационных писем, приказов (распоряжений) министерства до клиентов под роспись;

21) оповещать клиентов об изменениях в регламенте работы отдела, об изменениях в нормативной документации, касающиеся работы отдела и управления;

22) разъяснять клиентам вопросы, связанные с работой отдела;

23) исполнять письменные и устные распоряжения (поручения) заместителя начальника отдела, начальника отдела, начальника управления казначейского исполнения бюджета, заместителя министра финансов, курирующего управление казначейского исполнения бюджета в соответствии с утвержденной структурой министерства;

24) исполнять в полном объеме обязанности сотрудника отдела в период его отсутствия – отпуска, больничного листа и т.п. по поручению начальника управления и начальника отдела;

25) осуществлять другие функции в соответствии с положением о министерстве, положением об управлении, положением об отделе;

26) проявлять корректность в обращении с гражданами и сотрудниками управления, не допускать конфликтных ситуаций, способных нанести ущерб его репутации или авторитету управления;

27) участвовать в разработке мероприятий по повышению эффективности работы отдела;

28) применять электронную подпись при создании и обработке электронных документов в автоматизированной системе «АЦК-Финансы»;

29) осуществлять своевременное рассмотрение предложений, заявлений и устных и письменных или в форме электронного документа обращений граждан, объединений граждан, юридических лиц, структурных подразделений Правительства Иркутской области, муниципальных образований Иркутской области по вопросам, относящимся к компетенции отдела;

30) обеспечивать исполнение иных обязанностей, функций министерства, управления, отдела предусмотренных законодательством, положением о министерстве, положением об управлении, положением об отделе, а также поручений начальника отдела, начальника управления, иных должностных лиц, данных в пределах полномочий.

Права гражданского служащего:

При исполнении должностных обязанностей гражданский служащий обладает правами, предусмотренными статьей 14 и другими положениями Федерального закона «О государственной гражданской службе Российской Федерации», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий имеет право:

1) представлять отдел в исполнительных органах государственной власти Иркутской области по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых министерством, по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) иные права.

Ответственность за неисполнение (неадекватное исполнение) должностных обязанностей:

За неисполнение или неадекватное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами, а также за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий, несвоевременное рассмотрение в пределах своей компетенции обращений граждан, объединений граждан и юридических лиц несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности гражданского служащего:

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовыми, организационными и документационными обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных заданий от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных заданий;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ.

2. Гражданину Российской Федерации, изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо представить следующие документы:

1) личное заявление;

- 2) заполненную и подписанную анкету по форме, утвержденной Правительством Российской Федерации, с фотографией (3x4 см);
- 3) копию паспорта или заменяющего его документа (соответствующий документ предъявляется лично по прибытии на конкурс);
- 4) документы, подтверждающие необходимое профессиональное образование, стаж работы и квалификацию: копию трудовой книжки (за исключением случаев, когда служебная (трудовая) деятельность осуществляется впервые), заверенную нотариально или кадровой службой по месту работы (службы), или иные документы, подтверждающие трудовую (служебную) деятельность гражданина; копии документов об образовании и о квалификации, а также по желанию гражданина копии документов, подтверждающих повышение или присвоение квалификации по результатам дополнительного профессионального образования, документов о присвоении ученой степени, ученого звания, заверенные нотариально или кадровой службой по месту работы (службы);
- 5) документ об отсутствии у гражданина заболевания, препятствующего поступлению на гражданскую службу или ее прохождению (учетная форма № 001-ГС/у);
- 6) страховое свидетельство обязательного пенсионного страхования, за исключением случаев, когда служебная (трудовая) деятельность осуществляется впервые;
- 7) свидетельство о постановке физического лица на учет в налоговом органе по месту жительства на территории Российской Федерации;
- 8) документы воинского учета - для граждан, пребывающих в запасе, и лиц, подлежащих призыву на военную службу;
- 9) согласие на обработку персональных данных;
- 10) сведения о родственниках;
- 11) рекомендации и характеристики.

3. Гражданский служащий министерства, изъявивший желание участвовать в конкурсе, подает заявление на имя представителя нанимателя.

4. Гражданский служащий, изъявивший желание участвовать в конкурсе, проводимом в ином государственном органе, представляет в этот государственный орган заявление на имя представителя нанимателя и заполненную, подписанную им и заверенную кадровой службой государственного органа, в котором он замещает должность гражданской службы, анкету по форме, утвержденной Правительством Российской Федерации, с фотографией (3x4 см).

5. Гражданин (гражданин служащий) не допускается к участию в конкурсе в связи с его несоответствием квалификационным требованиям к должности областной гражданской службы, а также в связи с ограничениями, установленными законодательством Российской Федерации о государственной гражданской службе для поступления на гражданскую службу и ее прохождения.

Достоверность сведений, представленных в министерство гражданином (гражданин служащим), подлежит проверке. Сведения, представленные в электронном виде, подвергаются автоматизированной проверке в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

6. Условия прохождения государственной гражданской службы Иркутской области.

Гражданский служащий осуществляет профессиональную служебную деятельность в соответствии со статьями 14, 15, 17, 18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации».

7. Место и время приема документов:

Документы, указанные в пунктах 2-4 настоящего объявления, в течение 21 календарного дня со дня размещения объявления об их приеме в Единой информационной системе управления кадровым составом государственной службы Российской Федерации и на официальном сайте министерства в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» представляются в министерство гражданином (гражданин служащим) лично, посредством направления по почте или в электронном виде с использованием указанной информационной системы.

Порядок представления документов в электронном виде устанавливается Правительством Российской Федерации.

Документы принимаются по адресу: 664027, г. Иркутск, ул. Ленина, 1а, кабинет 114, с 10.00 до 12.00 и с 15.00 до 17.00 часов (кроме субботы, воскресенья и праздничных дней), телефон (395-2) 25-63-12.

Документы должны быть поданы не позднее 17.00 часов (время местное) 3 июня 2020 года.

Несвоевременное представление документов, представление их не в полном объеме или с нарушением правил оформления без уважительной причины являются основанием для отказа гражданину (гражданин служащему) в их приеме.

8. Порядок проведения конкурса:

Оценка профессионального уровня кандидатов, их соответствия квалификационным требованиям будет проводиться методами:

- 1) тестирования, для оценки уровня владения государственным языком Российской Федерации (русским языком), знания основ Конституции Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о государственной гражданской службе и о противодействии коррупции, знаниями и умениями в сфере информационно-коммуникационных технологий, а также оценки знаний и умений по вопросам профессиональной служебной деятельности;
- Тестирование будет проходить по адресу: г. Иркутск, ул. Академическая, 74, 3 этаж, класс министерства финансов Иркутской области.

- 2) индивидуального собеседования по вопросам, связанным с выполнением должностных обязанностей по должности государственной гражданской службы, по которой формируется резерв.

Собеседование будет проходить по адресу: г. Иркутск, ул. Ленина 1а, селекторный зал.

Предполагаемая дата проведения конкурса: до 3 июля 2020 года.

Предварительный квалификационный тест вне рамок конкурса можно пройти на сайте министерства <http://gfu.ru/about/sluzhba/vacant/>.

За разъяснениями по всем вопросам проведения конкурса обращаться в отдел государственной гражданской службы и кадровой работы в управлении правовой и организационной работы министерства по телефону (395-2) 25-63-12, с 10.00 до 12.00 и с 15.00 до 17.00 часов (время местное), E-mail: bobylenko@gfu.ru, факс 24-35-87, сайт министерства <http://www.gfu.ru/>.

Исполняющая обязанности министра финансов Иркутской области Н.В. Бояринова

ГРАФИК

приема граждан в службе государственного строительного надзора Иркутской области на июнь 2020 года

Исп. орган гос. власти	Ф.И.О. должностного лица	Должность	Вопросы (кратко по компетенции)	Число, день недели	Адрес приема	Запись по тел.
Служба государственного строительного надзора Иркутской области	Билалов Борис Биктимирович	Руководитель службы	Государственный строительный надзор, контроль и надзор в области долевого строительства	10 июня (среда)	г. Иркутск, ул. Красных Мадьяр, 41, каб. 310	8 (3952) 70-73-67
	Шишкин Борис Владимирович	Заместитель руководителя службы	Государственный строительный надзор	2, 9, 30 июня (вторник) с 10.00 до 12.00	г. Иркутск, ул. Красных Мадьяр, 41, каб. 312	Без записи
	Парфенова Анастасия Александровна	Заместитель руководителя службы	Контроль и надзор в области долевого строительства, правовые вопросы в сфере осуществления государственного строительного надзора	10, 17, 24 июня (среда) с 10.00 до 12.00	г. Иркутск, ул. Красных Мадьяр, 41, каб. 307	Без записи

ГРАФИК

личного приема граждан руководителем службы по тарифам Иркутской области и его заместителями на июнь 2020 года

Ф.И.О.	Должность	Дата проведения приема	Время проведения приема	Место проведения приема
Халиулин Александр Раисович	Руководитель службы по тарифам Иркутской области	3, 10, 17, 24 числа месяца	с 10-00 до 11-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 7
Сугоняко Антон Анатольевич	Первый заместитель руководителя службы по тарифам Иркутской области	4, 11, 18, 25 числа месяца	с 11-00 до 12-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 17
Солопов Алексей Александрович	Заместитель руководителя службы по тарифам Иркутской области	5, 19, 26 числа месяца	с 10-00 до 11-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 4

Примечание.

Запись на личный прием осуществляется в первый рабочий день месяца, в котором будет проводиться личный прием граждан, в порядке очередности при личном обращении граждан по адресу: г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 5, а также при устном обращении по телефону 8 (3952) 24-06-62.

Для осуществления записи на личный прием гражданином представляется следующая информация:

- 1) фамилия, имя, отчество (последнее – при наличии);
- 2) почтовый адрес;
- 3) контактный телефон (при наличии);
- 4) суть обращения гражданина.

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

29 апреля 2020 года

Иркутск

№ 296-пп

О внесении изменений в отдельные постановления Правительства Иркутской области

В соответствии с Законом Иркутской области от 12 февраля 2020 года № 1-ОЗ «О внесении изменений в Закон Иркутской области «О дополнительной мере социальной поддержки семей, имеющих детей, проживающих в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года на территории Иркутской области» и Закон Иркутской области «О наделении органов местного самоуправления областными государственными полномочиями по предоставлению дополнительной меры социальной поддержки семьям, имеющим детей, проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года на территории Иркутской области», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести в постановление Правительства Иркутской области от 17 января 2020 года № 23-пп «Об установлении стоимости бесплатного обеда на одного учащегося, посещающего муниципальную общеобразовательную организацию, а также посещающего частную общеобразовательную организацию, осуществляющую образовательную деятельность по имеющим государственную аккредитацию основным общеобразовательным программам» следующие изменения:

1) в индивидуализированном заголовке слова «, а также посещающего частную общеобразовательную организацию, осуществляющую образовательную деятельность по имеющим государственную аккредитацию основным общеобразовательным программам» исключить;

2) в преамбуле слова «проживающих в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

3) в пункте 1:

в подпункте 1 слова «и частных общеобразовательных организациях, осуществляющих образовательную деятельность по имеющим государственную аккредитацию основным общеобразовательным программам» исключить;

в подпункте 2 слова «и частных общеобразовательных организациях, осуществляющих образовательную деятельность по имеющим государственную аккредитацию основным общеобразовательным программам» исключить.

2. Внести в постановление Правительства Иркутской области от 4 февраля 2020 года № 58-пп «О Порядке распределения между местными бюджетами не распределенной между муниципальными образованиями Иркутской области суб-

венции на осуществление областных государственных полномочий по предоставлению дополнительной меры социальной поддержки семьям, имеющим детей, проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года на территории Иркутской области» (далее – постановление) следующие изменения:

1) в индивидуализированном заголовке слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

2) в преамбуле слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

3) в пункте 1 слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

4) в Порядке распределения между местными бюджетами не распределенной между муниципальными образованиями Иркутской области субвенции на осуществление областных государственных полномочий по предоставлению дополнительной меры социальной поддержки семьям, имеющим детей, проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года на территории Иркутской области, утвержденном постановлением № 58-пп:

в индивидуализированном заголовке слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

в пункте 1 слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года»;

в пункте 3 слова «проживающим в населенных пунктах Иркутской области, пострадавших в результате чрезвычайной ситуации, возникшей в результате паводка, прошедшего в июне – июле 2019 года» заменить словами «в связи с чрезвычайной ситуацией, сложившейся в результате паводка, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года».

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

4. Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Первый заместитель Губернатора Иркутской области – Председатель Правительства Иркутской области К.Б. Зайцев

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

28 апреля 2020 года

Иркутск

№ 289-пп

Об установлении величины прожиточного минимума по Иркутской области за I квартал 2020 года

В соответствии с Законом Иркутской области от 9 октября 2008 года № 83-оз «О порядке установления величины прожиточного минимума в Иркутской области», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Установить величину прожиточного минимума за I квартал 2020 года:

1) в целом по Иркутской области в расчете на душу населения – 11655 рублей, для трудоспособного населения – 12383 рубля, пенсионеров – 9434 рубля, детей – 12130 рублей;

2) по районам Крайнего Севера Иркутской области и местностям, приравненным к районам Крайнего Севера, в расчете на душу населения – 14421 рубль, для трудоспособного населения – 15443 рубля, пенсионеров – 11667 рублей, детей – 15077 рублей;

3) по иным местностям Иркутской области в расчете на душу населения – 10871 рубль, для трудоспособного населения – 11510 рублей, пенсионеров – 8797 рублей, детей – 11289 рублей.

2. Настоящее постановление 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).

Первый заместитель Губернатора Иркутской области – Председатель Правительства Иркутской области К.Б. Зайцев

**ОТЧЕТ
О РЕЗУЛЬТАТАХ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО
АВТОНОМНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
«ЦЕНТР ОБУЧЕНИЯ И СОДЕЙСТВИЯ ТРУДОУСТРОЙСТВУ»
(ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ УЧРЕЖДЕНИЯ) И ОБ
ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЗАКРЕПЛЕННОГО ЗА НИМ ОБЛАСТНОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ИМУЩЕСТВА ЗА 2019 ГОД**

N п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Отчетные данные			
РАЗДЕЛ 1						
Общие сведения об учреждении						
1	Перечень видов деятельности, которые учреждение вправе осуществлять в соответствии с его учредительными документами		<ul style="list-style-type: none"> - организация и проведение работ по профессиональной ориентации, профессиональному консультированию, профессиональному отбору (подбору), психологической поддержке и социальной адаптации граждан; - организация и реализация программ профессионального обучения и дополнительного образования, включающего в себя дополнительное профессиональное образование, граждан (далее – Обучение) по профессиям, специальностям, видам деятельности, востребованным на рынке труда, с целью их последующего трудоустройства; - внедрение эффективных методов и средств профессионального информирования, профессионального консультирования, психологического отбора (подбора), психологической поддержки граждан; - проведение на территории Иркутской области экзамена на владение русским языком, знание истории России и основ законодательства Российской Федерации; - оказание помощи образовательным организациям (учебным подразделениям), осуществляющим Обучение граждан по направлениям Центров занятости населения; - научно-методическое и информационное обеспечение Обучения граждан; - содействие в трудоустройстве граждан посредством организации Обучения по профессиям, специальностям, видам деятельности в соответствии с потребностями рынка труда; - переподготовка и повышение квалификации государственных гражданских и муниципальных служащих Иркутской области, работников органов местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области, работников предприятий, организаций и учреждений, осуществляющих деятельность на территории Иркутской области; - апробирование новых направлений Обучения, учебных курсов, интенсивных технологий Обучения и внедрение их в практику образовательного процесса; - оказание услуг организациям по Обучению высвобождаемых и других работников; - организация ярмарок вакансий и учебных рабочих мест; - информирование населения и работодателей о положении на рынке труда; - научно-методическое руководство и координация деятельности в сфере профессиональной ориентации и психологической поддержки; - организация и проведение фундаментальных, поисковых и прикладных исследований проблем развития человеческих ресурсов, повышения социальной и профессиональной конкурентоспособности граждан; - обучение работодателей и работников вопросам охраны труда. 			
2	Перечень услуг, которые оказываются потребителям за плату в случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами, с указанием потребителей указанных услуг		- платные образовательные услуги по заданиям и за счет средств физических и (или) юридических лиц.			
3	Перечень документов, на основании которых учреждение осуществляет деятельность (свидетельство о государственной регистрации учреждения, лицензии и другие разрешительные документы с указанием номеров, даты выдачи и срока действия)		Свидетельство о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц серия 38 № 002934560 от 29.12.2009 года. Лист записи в Единый государственный реестр юридических лиц от 31.12.2015 года. Лицензия на осуществление образовательной деятельности: Серия 38ЛО1 № 0003215 от 27.01.2016 г. (рег. № 8862) выдана службой по контролю и надзору в сфере образования Иркутской области бессрочно.			
4	Количество штатных единиц учреждения (указываются данные о количественном составе и квалификации сотрудников учреждения на начало и конец отчетного года, причины изменения количества штатных единиц учреждения на конец отчетного периода)		На начало отчетного года	На конец отчетного года	По квалификационным уровням	Причины
	Всего	чел.	23	23		
	в том числе					
	Руководители (директор, заместитель, главный бухгалтер, начальник филиала, начальник отдела, заместитель начальника отдела)		8	8	X	
	Специалисты:		14	14		
	общепрофессиональные должности служащих	квалификационный уровень				
	служащие первого уровня	1 чел.	1	1		
	служащие второго уровня	1 чел.	1	1		
	служащие третьего уровня	4 чел.	1	1		
	служащие третьего уровня	5 чел.	2	2		
	Группа должностей профессорско-преподавательского состава и руководителей структурных подразделений	1 чел.	-	-		
	Профессиональная квалификация педагогических работников	4 чел.	9	9		
	Младший обслуживающий персонал	чел.	1	1	X	

5	Сведения о размере средней заработной платы сотрудников учреждения, рублей		Средняя заработная плата за год	ФОТ по категориям сотрудников за год	Среднесписочная численность данной категории сотрудников
5.1	Средняя заработная плата работников учреждения, рублей	руб.	45347,96	11971861,52	22
5.2	Средняя заработная плата работников учреждения, относящихся к категории руководители, рублей	руб.	70451,65	6763358,87	8
5.3	Средняя заработная плата основного персонала (в соответствии с положением об оплате труда), рублей	руб.	32962,08	4350994,60	11
РАЗДЕЛ 2					
	Результат деятельности учреждения		Предыдущий год	Отчетный год	(гр. 5 / гр. 4) x 100%
1	Сведения об изменении (увеличении, уменьшении) балансовой (остаточной) стоимости нефинансово-активов относительно предыдущего отчетного года (в процентах)	руб., %	11075286,82 (1694353,94)	10494502,09 (1593597,26)	94,8 (94,1)
2	Общая сумма выставленных требований в возмещение ущерба по недостаткам и хищениям материальных ценностей, денежных средств, а также от порчи материальных ценностей	руб., %	0,00	0,00	0,0
3	Сведения об изменении (увеличении, уменьшении) дебиторской и кредиторской задолженности учреждения по поступлениям (выплатам), предусмотренным Планом в сравнении с предыдущим отчетным годом (в процентах) с указанием причин образования просроченной кредиторской задолженности, а также дебиторской задолженности, нереальной к взысканию	руб., %	52512,85/ 85699,58	201590,14/ 1224551,23	383,9/ 1428,9
4	Суммы доходов, полученных учреждением от оказания платных услуг	руб., %	4213497,65	5836745,91	138,5
5	Цены (тарифы) на платные услуги, оказываемые потребителям (в динамике в течение отчетного периода)	руб., %	8977,07	12880,91	143,5
6	Общее количество потребителей воспользовавшихся услугами учреждения (в том числе платными для потребителей)	слушатели, %	2182/ 452	2160/ 436	99,0/ 96,5
7	Количество жалоб потребителей и принятые по результатам рассмотрения меры	шт., %	-	-	-
8	Показатели кассового исполнения бюджета учреждения и показатели доведенных учреждению лимитов бюджетных обязательств, в том числе:	руб., %	-	-	-
	- по платной и иной приносящей доход деятельности		-	-	-
	- по субсидии на выполнение государственного задания		-	-	-
9	Суммы кассовых и плановых поступлений (с учетом возвратов) по поступлениям, предусмотренным Планом, в том числе:	руб., %	23929778,28	26145167,07	109,3
	- по платной и иной приносящей доход деятельности		4223778,28	5839167,07	138,3
	- по субсидии на выполнение государственного задания		19706000,00	19706000,00	100
	- по субсидии на иные цели		-	600000,00	-
10	Суммы кассовых и плановых выплат (с учетом восстановленных кассовых выплат) по выплатам, предусмотренным Планом в том числе:	руб., %	24506657,99	26494407,70	108,1
	- по платной и иной приносящей доход деятельности		4800657,99	6188407,70	128,9
	- по субсидии на выполнение государственного задания		19706000,00	19706000,00	100
	- по субсидии на иные цели		-	600000,00	-
РАЗДЕЛ 3					
	Использование имущества, закрепленного за учреждением		На начало отчетного периода	На конец отчетного периода	(гр. 5 / гр. 4) x 100%
1	Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	руб., %	2490000,00 (1645743,42)	2490000,00 (1569849,78)	100 (95,4)
2	Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду	руб., %	0,00	0,00	0,0
3	Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование	руб., %	0,00	0,00	0,0
4	Общая балансовая (остаточная) стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	руб., %	8585286,82 (48610,52)	8004502,09 (23747,48)	93,2 (48,9)
5	Общая балансовая (остаточная) стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду	руб., %	0,00	0,00	0,0
6	Общая балансовая (остаточная) стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование	руб., %	0,00	0,00	0,0
7	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	кв.м.	288,7	288,7	100
	в том числе полезная	кв.м.	288,7	288,7	100
8	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду	кв.м.	0,00	0,00	0,0
	в том числе полезная	кв.м.	0,00	0,00	0,0
9	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование	кв.м.	0,00	0,00	0,0
	в том числе полезная	кв.м.	0,00	0,00	0,0
10	Количество объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	шт.	2	2	100
	в том числе (перечень всех объектов)				
	1. Административное здание	шт.	1	1	100
	2. Нежилое помещение	шт.	1	1	100
11	Объем средств, полученных в отчетном году от распоряжения в установленном порядке имуществом, находящимся у учреждения на праве оперативного управления	руб., %	0,00	0,00	0,0

ИНФОРМАЦИОННОЕ СООБЩЕНИЕ

Территориальное управление Федерального агентства по управлению государственным имуществом в Иркутской области (далее – Продавец) сообщает о проведении открытого аукциона в электронной форме по продаже заложенного недвижимого имущества

Дата начала приема заявок на участие в аукционе «23» мая 2020 г. 10:00 местного времени, дата окончания – «04» июня 2020 г. в 18:00 местного времени. Заявки подаются через электронную площадку в соответствии с аукционной документацией, размещенной на сайте www.torgi.gov.ru, на сайте электронной площадки <https://www.rts-tender.ru> регламентом торговой площадки.

Определение участников аукциона – «08» июня 2020 г. в 10.00 местного времени.

Торги проводятся в форме электронного аукциона на электронной торговой площадке, находящейся в сети интернет по адресу <https://www.rts-tender.ru>. Дата проведения торгов: «09» июня 2020 г. в 11:00 местного времени.

Вторичные торги Лот № 1 – квартира общей площадью 49,8 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Саянск, мкр. Мирный, д. 9, кв.153. Правообладатели: Козлов А.А., Козлова Е.А. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 783 870 руб.

Вторичные торги Лот № 2 – квартира общей площадью 43,7 кв.м. по адресу: Иркутская обл., Эхирит-Булагатский р-н, п. Усть-Ордынск, ул. Микрорайон, д.12, кв.16. Правообладатели: Балюев Д.В., Бураева А.К. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 285 600 руб.

Вторичные торги Лот № 3 – квартира общей площадью 60,3 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Нижнеудинск, ул. Ленина, д.21, кв.18. Правообладатель: Бурак В.Г. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 275 000 руб.

Вторичные торги Лот № 4 – жилое помещение общей площадью 29,7 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Шелехов, 1-й мкр., д.27, кв.96. Правообладатель: Верещагина Ю.О. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 986 850 руб.

Вторичные торги Лот № 5 – жилое помещение общей площадью 34,5 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Вихоревка, ул. Кошевого, д.11, кв.17. Правообладатель: Бекаев В.Е. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 352 920 руб.

Вторичные торги Лот № 6 – жилое помещение общей площадью 30,6 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Розы Люксембург, д.247, кв.1. Правообладатель: Перов П.А. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 275 000 руб.

Вторичные торги Лот № 7 – жилое помещение общей площадью 93,4 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Мамина-Сибиряка, д.6, кв.2. Правообладатель: Оганесян Л.Р. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 3 922 240 руб.

Вторичные торги Лот № 8 – жилое помещение общей площадью 38,4 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Чернышевского, д.17-а, кв.12. Правообладатель: Иванов В.С. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 2 437 800 руб.

Вторичные торги Лот № 9 – жилое помещение общей площадью 90,1 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Лермонтова, д.136/6, кв.4. Правообладатели: Томилова Е.Н., Томилов А.В. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 4 139 840 руб.

Вторичные торги Лот № 10 – жилое здание общей площадью 46 кв.м. с земельным участком общей площадью 575 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Пшеничная Падь, 15. Правообладатель: Цибульских Д.Г. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 224 000 руб.

Вторичные торги Лот № 11 – нежилое здание общей площадью 182,2 кв.м. с земельным участком общей площадью 630 кв.м. назначение объекта: под существующее здание магазина, по адресу: Иркутская обл., р.п. Чунский, ул. Мира, 106. Правообладатель: Помазанова Н.В. Обременение: арест, ипотека, аренда на здание. Начальная цена 926 160 руб.

Вторичные торги Лот № 12 – жилой дом общей площадью 32,8 кв.м. с земельным участком общей площадью 499 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Рабоче-Крестьянская, 107. Правообладатели: Смирнова Н.С., Смирнова О.С., Смирнов С.В., Смирнов В.С. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 829 600 руб.

Вторичные торги Лот № 13 – 1/2 доля в праве общей долевой собственности на квартиру общей площадью 48,1 кв.м. по адресу: г. Иркутск, ул. Сибирская, д.1/2, кв.16. Правообладатель: Проккольева А.В. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 100 000 руб.

Лот № 14 – жилое помещение общей площадью 45 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Ангарск, мкр. 7, д. 5, кв.108. Правообладатель: Сочилова Г.К. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 140 000 руб.

Лот № 15 – квартира общей площадью 42,3 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Тайшет, ул. Шевченко, д. 3, кв.27. Правообладатель: Токарская Н.А. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 247 400 руб.

Лот № 16 – квартира общей площадью 67,8 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Шелехов, мкр-н 4, д. 94, кв.97. Правообладатели: Биккиняева В.С., Биккиняева С.К. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 2 264 000 руб.

Лот № 17 – комната общей площадью 19,7 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Ангарск, кв-л 23, д. 10а, кв.4, ком.12. Правообладатель: Муниципальное образование Ангарский городской округ. Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 850 000 руб.

Лот № 18 – жилое помещение общей площадью 45,2 кв.м. по адресу: Иркутская обл., г. Тайшет, ул. 8 Марта, д. 2, кв.5 с 87/931 долей в праве общей долевой собственности на земельный участок категория земель: земли населенных пунктов, строительство многоквартирного жилого дома по адресу: Иркутская обл., г. Тайшет, ул. 8 Марта, 2/1. Правообладатель: ООО «Ваш адвокат». Обременение: арест, ипотека. Начальная цена 1 520 000 руб.

Информация об иных установленных правах третьих лиц на имущество по лотам у Продавца отсутствует. Данное информационное сообщение является публичной офертой для заключения договора о задатке в соответствии со статьей 437 ГК РФ, а подача претендентом заявки и перечисление задатка являются акцептом такой оферты, после чего договор о задатке считается заключенным.

Заявители обязаны внести задаток в размере 5% до дня окончания приема заявок путем перечисления денежных средств последующим реквизитам: Получатель: ООО «РТС-тендер»; Наименование банка: МОСКОВСКИЙ ФИЛИАЛ ПАО «СОВКОМБАНК» г.МОСКВА Расчетный счёт:40702810600005001156, Корр. счёт:30101810945250000967, БИК:044525967, ИНН:7710357167, КПП:773001001 и подать заявку. Подача заявки осуществляется через универсальную торговую площадку «РТС-Тендер». В состав заявки входят следующие документы: заявление на участие в торгах по установленной форме, заверенные копии учредительных документов и копия свидетельства о регистрации, письменное решение соответствующего органа правления заявителя, разрешающее приобретение имущества, если это необходимо в соответствии с учредительными документами; заявление об отсутствии решения о ликвидации заявителя-юридического лица, об отсутствии решения арбитражного суда о признании заявителя - юридического лица банкротом и об открытии конкурсного производства, об отсутствии решения о приостановлении деятельности заявителя в порядке предусмотренном законом (для юридических лиц); копия всех страниц паспорта (для физических лиц); доверенность на лицо, уполномоченное действовать от имени заявителя при подаче заявки на участие в торгах представителем заявителя.

В аукционе могут участвовать только заявители, признанные участниками торгов.

Аукционная комиссия рассматривает заявки на предмет соответствия требованиям, установленным в извещении об аукционе, и соответствия заявителей требованиям, установленным настоящей документацией.

На основании результатов рассмотрения заявок на участие в аукционе комиссией принимается решение о допуске к участию в аукционе заявителя и о признании заявителя участником торгов или об отказе в допуске такого заявителя к участию в аукционе.

Продажа выставленного на торги имущества осуществляется по наивысшей предложенной цене, при этом цена продажи не может быть ниже установленной начальной цены продажи имущества, а так же равной начальной цене продажи имущества.

Победителем торгов признается лицо, предложившее наиболее высокую цену за предмет торгов.

Шаг аукциона устанавливается не более 5% от начальной цены каждого лота.

В день проведения торгов с Победителем подписывается Протокол о результатах торгов.

Договор купли-продажи имущества заключается с победителем торгов в течение 5 дней с момента внесения покупной цены победителем торгов

Получить дополнительную информацию об аукционе, ознакомиться с правоустанавливающими и иными документами на реализуемое имущество, образцами протокола о результатах торгов, проектом договора купли-продажи имущества можно по адресу организатора аукциона: г. Иркутск, ул. Российская, 17, кабинет 422 с понедельника по четверг по рабочим дням с 09:00 до 13:00.

Телефон для справок: 8(3952) 33-54-74.

ИЗВЕЩЕНИЕ О СОГЛАСОВАНИИ ПРОЕКТА МЕЖЕВАНИЯ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА

Подготовлен проект межевания в отношении земельного участка, выделяемого в счет земельных долей из земель сельскохозяйственного назначения (земли бывшего АОЗТ «Ленинское»). Кадастровый номер исходного земельного участка 38:10:000000:168, адрес: Иркутская обл., Куйтунский р-н, АОЗТ «Ленинское».

Заказчик проекта межевания земельного участка: Сагалов Владимир Георгиевич, почтовый адрес: Иркутская область, Куйтунский район, поселок Харик, ул. Ленина, д. 37.

Проект межевания подготовил кадастровый инженер Лиханова Екатерина Николаевна (ООО «Дельта»), квалификационный аттестат № 38-14-703, почтовый адрес: 664080, Иркутская обл., г. Иркутск, мкр. Топкинский, д. 57, кв. 24. Электронная почта: katerina.ch.mark.irk@mail.ru, номер телефона 8-904-115-03-84.

Ознакомиться с проектом межевания земельных участков можно по адресу: 664080, Иркутская обл., г. Иркутск, мкр. Топкинский, д. 57, кв. 24. Со дня опубликования настоящего извещения, в будние дни с 10.00 до 18.00.

Предложения о доработке проекта межевания земельных участков, обоснованные возражения относительно размера и местоположения границ, выделяемых в счет земельных долей, вручить или направить по адресу: 664080, Иркутская обл., г. Иркутск, мкр. Топкинский, д. 57, кв. 24, в течение 30 дней со дня опубликования настоящего извещения.

ИНФОРМАЦИЯ, ПУБЛИКУЕМАЯ ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО» СОГЛАСНО ПОСТАНОВЛЕНИЮ ПРАВИТЕЛЬСТВА № 24 ОТ 21.01.2004 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СТАНДАРТОВ РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ СУБЪЕКТАМИ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ»

№	Сведения о составе и характере раскрываемой информации	Ссылка на адрес сайта ПАО «Иркутскэнерго» в сети «Интернет»
1.	Раскрытие информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии (постановление Правительства №24 от 21.01.2004)	Структура и объем затрат на производство и реализацию товаров (работ, услуг) за 2019 год http://www.irkutskenergo.ru/qa/4818.html
2.	Раскрытие информации производителями электрической энергии (постановление Правительства №24 от 21.01.2004)	Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды за 2019 год, млн. кВт.ч. http://www.irkutskenergo.ru/qa/4818.html

СООБЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ГОДОВОГО ОБЩЕГО СОБРАНИЯ АКЦИОНЕРОВ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ИРКУТСКИЙ РЕЛЕЙНЫЙ ЗАВОД» (АО «ИРЗ»)

Место нахождения общества Российская Федерация, Иркутская область, город Иркутск
Адрес общества 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, 239

Совет директоров АО «ИРЗ» уведомляет Вас о годовом общем собрании акционеров путем проведения заочного голосования.

(в соответствии со ст. 2 Федерального закона от 18.03.2020 № 50-ФЗ «О приобретении Правительством Российской Федерации у Центрального банка Российской Федерации обыкновенных акций публичного акционерного общества «Сбербанк России» и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации»)

Правом голоса по вопросу повестки дня обладают владельцы именных обыкновенных акций и владельцы именных привилегированных акций типа А.

Дата, на которую определяются (фиксируются) лица, имеющие право на участие в общем собрании акционеров «24» мая 2020 г.

Дата окончания приема бюллетеней для голосования – «18» июня 2020 года.

Почтовый адрес, по которому должны направляться заполненные бюллетени: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, 239.

Повестка дня годового общего собрания акционеров:

1. Об утверждении годового отчета АО «ИРЗ» за 2019 год.
2. Об утверждении годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности АО «ИРЗ» за 2019 год.
3. О распределении прибыли, в том числе выплате (объявлении) дивидендов, по результатам 2019 финансового года.
4. Об избрании Совета директоров АО «ИРЗ».
5. Об избрании Ревизионной комиссии АО «ИРЗ».
6. Об утверждении аудитора АО «ИРЗ».

С материалами, предоставляемыми акционерам при подготовке к проведению общего собрания акционеров, можно ознакомиться в кабинете отдела кадров на 2-ом этаже заводоуправления по адресу: г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, начиная с «28» мая 2020 г. в рабочее время с 08.00 до 17.00 часов (обеденный перерыв с 12.30 до 13.30 часов).

В случае подписания бюллетеня представителем акционера необходимо к бюллетеню приложить доверенность или документы, подтверждающие его право действовать от имени акционера без доверенности.

Бюллетени будут учитываться при определении кворума собрания и подведении итогов голосования в случае их получения до даты окончания приема бюллетеней: не позднее 17 июня 2020 года (п. 13 письма Банка России от 27 мая 2019 г. N 28-4-1/2816 «О некоторых вопросах порядка применения законодательства Российской Федерации»).

Совет директоров АО «ИРЗ»
телефон для справок 8(3952) 22-60-25

ИЗВЕЩЕНИЕ

Кадастровым инженером Ивановым Евгением Владимировичем, квалификационный аттестат № 38-12-438, почтовый адрес: г. Киренск, м-н Центральный, ул. Коммунистическая, д. 14, каб. 26, тел: 89642110100, e-mail: evgeniy-ivanov291987@mail.ru в отношении земельного участка с кадастровым № 38:09:110002:69, расположенного по адресу: Иркутская область, Киренский район, выполняются кадастровые работы по подготовке проектов межевания земельного участка. Заказчиками кадастровых работ являются:

1. Шелепих Дмитрий Викторович, проживающий: Иркутская обл., Иркутский р-н, р.п. Маркова, ул. Березовая, дом 19. Местоположение образуемого земельного участка: Иркутская область, Киренский р-н, точнее с. Кривошапкино. Размер образуемого земельного участка: 589250 кв. м.

Ознакомиться с проектом межевания и направить возражения относительно размера и местоположения границы выделяемого земельного участка можно в течение тридцати дней со дня опубликования извещения по адресу: 666703, Иркутская область, г. Киренск, м-н Центральный, ул. Коммунистическая, 14, каб. № 26; понедельник-пятница с 9 до 17 часов. При проведении согласования проекта межевания при себе иметь документ, подтверждающий личность, а также документы о правах на земельную долю. При отсутствии возражений, размер и местоположение границы земельного участка считаются согласованными.

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Общество с ограниченной ответственностью «Финансово-строительная компания «Парк Томсона», совместно с отделом экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», Постановлением администрации г. Иркутска от 30.10.2014 № 031-06-1300/14 «О порядке организации общественных обсуждений намечаемой хозяйственной и иной деятельности, которая подлежит экологической экспертизе и которую предполагается осуществлять на территории г. Иркутска») уведомляет о начале общественных обсуждений по объекту государственной экологической экспертизы «Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. 1 этап строительства», на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации, материалов исследований и оценки воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности, в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. 1 этап строительства», предусмотрено строительство жилого дома с нежилыми помещениями и подземной автостоянкой по адресу: г. Иркутская область, г. Иркутск, переулок Советский, д.3.

Кадастровый номер участка: 38:36:000002:11086.

Наименование и адрес заказчика: Общество с ограниченной ответственностью «Финансово-строительная компания «Парк Томсона», адрес: 664013, Иркутская область г. Иркутск, переулок Советский, д.3., тел.89501010544.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: апрель – июль 2020 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Отдел экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г.Иркутска, адрес: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10, тел.: 8 (3952) 52-04-24, совместно с заказчиком

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по оценке воздействия на окружающую среду и материалов по оценке воздействия на окружающую среду, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по оценке воздействия на окружающую среду, проектная документация, материалы ОВОС и журнал учета предложений и замечаний по объекту: «Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. 1 этап строительства», доступны в течение 30 дней с момента настоящей публикации и в течение 30 дней после окончания общественного обсуждения, для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10 и г. Иркутск, улица Карла Либкнехта, дом 121, кабинет 310, с 9-00 до 17-00 часов

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы «Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. 1 этап строительства», назначены на 25 июня 2020 г., в 11:00 часов, в отделе экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска по адресу г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.14.

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «Проектная компания», адрес: 664005, Россия, г. Иркутск, ул. Джембула, 30/5 Фактический (почтовый) адрес: 664075, г. Иркутск, ул. Дальневосточная, 128. Тел.: 8 (3952) 58-01-00. E-mail: project.compani@gmail.com.

Доступ общественности к утвержденному техническому заданию и материалам по оценке воздействия на окружающую среду будет обеспечен до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресу: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10 и г. Иркутск, улица Карла Либкнехта, дом 121, кабинет 310, с 9-00 до 17-00 часов.

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

ООО «ВОСТОК-ЛИДЕР», совместно с отделом экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», Постановлением администрации г. Иркутска от 30.10.2014 № 031-06-1300/14 «О порядке организации общественных обсуждений намечаемой хозяйственной и иной деятельности, которая подлежит экологической экспертизе и которую предполагается осуществлять на территории г. Иркутска») уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе представления первоначальной информации по объекту государственной экологической экспертизы: «Реконструкция существующего здания в гостиницу на земельном участке 38:36:000021:31007 по ул.Советская, 47 в Октябрьском районе г. Иркутска», а именно по разработке технического задания по оценке воздействия на окружающую среду, входящего в состав предварительных материалов оценки воздействия на окружающую среду, технического задания на выполнение инженерных изысканий и технического задания на проектирование (далее - Технические задания).

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Реконструкция существующего здания в гостиницу на земельном участке 38:36:000021:31007 по ул.Советская, 47 в Октябрьском районе г. Иркутска», предусмотрена реконструкция существующего здания в гостиницу по адресу: Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Советская, д. 47. Кадастровый номер земельного участка: 38:36:000021:31007.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: ООО «ВОСТОК-ЛИДЕР», адрес: 664025, г. Иркутск, ул. Чудотворская, стр. 1/1. Тел./факс: 8(3952) 203-710.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: май - сентябрь 2020 г.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Отдел экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска, адрес: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10, тел.: 8 (3952) 52-04-24, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний или онлайн-конференции.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности Технических заданий по объекту: «Реконструкция существующего здания в гостиницу на земельном участке 38:36:000021:31007 по ул.Советская, 47 в Октябрьском районе г. Иркутска» доступны для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам: г. Иркутск, ул. Красноказахская, д.115, оф.221 и г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10 с 9-00 до 17-00 часов с даты настоящей публикации до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности.

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы «Реконструкция существующего здания в гостиницу на земельном участке 38:36:000021:31007 по ул.Советская, 47 в Октябрьском районе г. Иркутска» назначены на 26 июня 2020 г. в 11:00 часов, в отделе экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска по адресу: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.14. Результатом общественных обсуждений будет утверждение Технических заданий.

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «Сибирский стандарт», адрес: 664081, г. Иркутск, ул. Красноказахская, д.115, оф.221. Тел./факс (3952) 707-109.

В случае продления режима самоизоляции в целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения на территории РФ в соответствии со статьей 80 Конституции РФ, Указа Президента РФ, информация о проведении общественных обсуждений в режиме онлайн-конференции и способе принятия участия будут дополнительно размещены на официальном сайте администрации г. Иркутска <https://admirk.ru>.

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

ООО «ЧЕТЫРЕ ЗВЕЗДЫ», совместно с отделом экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», Постановлением администрации г. Иркутска от 30.10.2014 № 031-06-1300/14 «О порядке организации общественных обсуждений намечаемой хозяйственной и иной деятельности, которая подлежит экологической экспертизе и которую предполагается осуществлять на территории г. Иркутска») уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе представления первоначальной информации по объекту государственной экологической экспертизы: «Гостиница по адресу: г.Иркутск, ул.Рабочая 12», в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду, на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации, материалов исследований и материалов оценки воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Гостиница по адресу: г.Иркутск, ул.Рабочая 12», предусмотрено строительство гостиницы по адресу: Иркутская область, г. Иркутск, Кировский район, ул. Рабочая, 12. Кадастровый номер земельного участка 38:36:000034:1975.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: ООО «ЧЕТЫРЕ ЗВЕЗДЫ», адрес: 664007, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Красногвардейская, 14, кв.75.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: апрель-август.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Отдел экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска, адрес: г.Иркутск, ул.Пролетарская, д.11, каб.10, тел.: 8(3952)52-04-24, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по оценке воздействия на окружающую среду и материалов оценки воздействия на окружающую среду, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по оценке воздействия на окружающую среду, проектная документация, материалы ОВОС и журнал учета предложений и замечаний доступны для ознакомления, направления замечаний и предложений по адресам: г.Иркутск, ул. Красных Мадьяр, 14, оф. 134 и г.Иркутск, ул.Пролетарская, д.11, каб.10 с 9-00 до 17-00 часов с даты настоящей публикации до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности.

Общественные обсуждения по объекту государственной экологической экспертизы «Гостиница по адресу: г.Иркутск, ул. Рабочая 12» назначены на 24 июня 2020 г. в 11:00 часов, в отделе экологической безопасности и контроля Департамента городской среды комитета городского обустройства администрации г. Иркутска по адресу: г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10. Результатом общественных обсуждений будет утверждение Технических заданий.

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «Урбан План», адрес: 664022, г.Иркутск, ул.Красных Мадьяр, 14, оф.134. Тел. +7(914) 888-08-51.

Доступ общественности к утвержденному техническому заданию и окончательному варианту материалов оценки воздействия на окружающую среду будет обеспечен до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресу: г.Иркутск, ул. Красных Мадьяр, 14, оф. 134 и г. Иркутск, ул. Пролетарская, д.11, каб.10 с 9-00 до 17-00 часов.

ОБЪЯВЛЕНИЕ

22 августа 2020 г. в 14.00 в библиотеке г. Черемхово, ул. Декабрьских Событий, д. 34, будет проходить учредительное собрание по созданию общественной организации «Региональная национально-культурная автономия белорусов Иркутской области».

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

ДКРС – Иркутск ОАО «РЖД» (Заказчик) совместно с Администрацией Казачинско-Ленского муниципального района в соответствии с Федеральным законом от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе», «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утвержденным приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 уведомляет о начале общественных обсуждений на этапе уведомления, предварительной оценки и составления технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду (далее ТЗ на ОВОС) по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации «Второй главный путь на перегоне Суринья - Кунерма Восточно-Сибирской железной дороги».

Название намечаемой деятельности: «Второй главный путь на перегоне Суринья - Кунерма Восточно-Сибирской железной дороги».

Цель намечаемой деятельности: Целью строительства второго главного пути на перегоне Суринья - Кунерма является повышение пропускной и провозной способности участка, увеличение участковой скорости движения поездов Восточно-Сибирской железной дороги.

Месторасположение намечаемой деятельности: Российская Федерация, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, в пределах границы отвода земель Восточно-Сибирской железной дороги – филиала ОАО «РЖД», на перегоне между разъездом Суринья и станцией Кунерма.

Наименование и адрес заказчика: Иркутская группа заказчика по строительству объектов железнодорожного транспорта - обособленное структурное подразделение Дирекции по комплексной реконструкции железных дорог и строительству объектов железнодорожного транспорта - филиала ОАО «РЖД» (юр. адрес: 107174, г.Москва, ул. Новая Басманная, д.2, телефон/факс (3952)488-655 e-mail: dkrk_irk@esrr.ru).

Орган, ответственный за организацию общественных обсуждений: Отдел архитектуры, строительства, связи, транспорта и жилищно-коммунального хозяйства администрации Казачинско-Ленского муниципального района, адрес: 666511, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, с.Казачинское, ул.Ленина, д.10, каб.209, совместно с заказчиком.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду - май 2020 г-декабрь 2020г.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний (в случае продления режима самоизоляции слушания будут проведены в режиме онлайн –конференции, тел. для справок –8(3952) 64-50-06 *69673).

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания, предварительных материалов ОВОС по объекту для ознакомления и направления замечаний и предложений: 666511, Иркутская область, Казачинско-Ленский район, село Казачинское, улица Ленина, дом 10, кабинет 209 (в рабочие дни с 9-00 до 17-00, обед с 13-00 до 14-00), г. Иркутск, ул. К. Маркса, д.40, к.1, бизнес-центр Sobranie, каб.410 (в рабочие дни с 8:00 до 17:00, обед с 12:00 до 13:00) в течение 30 дней со дня опубликования информации. Доступ к ТЗ на ОВОС заинтересованной общественности и других участников процесса оценки воздействия на окружающую среду обеспечивается с момента его утверждения и до окончания процесса ОВОС.

Общественные обсуждения в форме слушаний ТЗ на ОВОС по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации «Второй главный путь на перегоне Суринья - Кунерма Восточно-Сибирской железной дороги» назначены на 25.06.2020 г в 11:00 по адресу: Иркутская область, Казачинско-Ленский район, село Казачинское, улица Ленина, дом 10, конференц-зал.

Результат общественных обсуждений: утвержденное ТЗ на ОВОС.

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети», совместно с управлением ЖКХ администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования (в соответствии с Постановлением администрации Муниципального района Усольского районного муниципального образования от 28.07.2015 г. № 430 «Об утверждении положения об организации проведения общественных обсуждений объектов государственной экологической экспертизы на территории Усольского района», Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации») уведомляет о начале общественных обсуждений по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации: «Строительство объекта: Электрическая сеть 10/0,4 кВ заимка Калиновка», в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации и предварительного варианта материалов оценки воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Строительство объекта: Электрическая сеть 10/0,4 кВ заимка Калиновка» предусмотрено строительство электрической сети 10/0,4 кВ по адресу: Иркутская область, Усольский район, заимка Калиновка.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети», юридический адрес: 665821, г. Ангарск, ул. Богдана Хмельницкого, дом 22.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: февраль – август 2020 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Управление ЖКХ администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования, адрес: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, каб.129, тел.: 8(39543)36-026, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по оценке воздействия на окружающую среду и предварительного варианта материалов по оценке воздействия на окружающую среду, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по оценке воздействия на окружающую среду, проектная документация, предварительный вариант материалов ОВОС и журнал учета предложений и замечаний по объекту: «Строительство объекта: Электрическая сеть 10/0,4 кВ заимка Калиновка» доступны в течение 30 дней с момента настоящей публикации и в течение 30 дней после окончания общественного обсуждения, для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам: 665479, Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, кабинет 129, тел. 8(39543)36026, понедельник – пятница с 8-00 до 17-00, обед с 12-00 до 13-00 (местное время); 664025, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, 2/1, офис 205, тел. 8(3952)678931, понедельник – пятница с 9-00 до 17-00 часов, обед с 12-00 до 13-00 (местное время).

Общественные обсуждения в форме слушаний по объекту государственной экологической экспертизы «Строительство объекта: Электрическая сеть 10/0,4 кВ заимка Калиновка» назначены на 23 июня 2020 г. в 15:00 часов местного времени по адресу: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д.100 (в актовом зале администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования).

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «СИБЛИДЕР», адрес: 664025, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, д. 2/1, оф.205. Тел. 8 (3952) 678931.

Доступ общественности к утвержденному техническому заданию и окончательному варианту материалов оценки воздействия на окружающую среду будет обеспечен до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресам: 665479, Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, кабинет 129, тел. 8(39543)36026, понедельник – пятница с 8-00 до 17-00, обед с 12-00 до 13-00 (местное время); 664025, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, 2/1, офис 205, тел. 8(3952)678931, понедельник – пятница с 9-00 до 17-00 часов, обед с 12-00 до 13-00 (местное время).

ИЗВЕЩЕНИЕ

Кадастровым инженером Ивановым Евгением Владимировичем, квалификационный аттестат № 38-12-438, почтовый адрес: г. Киренск, м-н Центральный, ул. Коммунистическая, д. 14, каб. 26, тел. 89642110100, e-mail: evgeniy-ivanov291987@mail.ru в отношении земельного участка с кадастровым № 38:09:110002:69, расположенного по адресу: Иркутская область, Киренский район, выполняются кадастровые работы по подготовке проектов межевания земельного участка. Заказчиками кадастровых работ являются:

1. Лемякина Светлана Николаевна, проживающая: Иркутская область, Киренский р-н, с. Кривошапкино, ул. Центральная, д. 7. Местоположение образуемого земельного участка: Иркутская область, Киренский р-н, севернее д. Бор. Размер образуемого земельного участка: 77400 кв. м.
2. Шиваренко Сергей Сергеевич, проживающий: Иркутская область, Киренский р-н, с. Кривошапкино, ул. Клубная, д. 15, кв. 1. Местоположение образуемого земельного участка: Иркутская область, Киренский р-н, восточнее д. Бор. Размер образуемого земельного участка: 77400 кв. м.
3. Бурков Владимир Михайлович, проживающий: Иркутская область, Киренский р-н, с. Кривошапкино, ул. Лесная, д. 13, кв. 1. Местоположение образуемого земельного участка: Иркутская область, Киренский р-н, северо-восточнее б.н.п. Глины. Размер образуемого земельного участка: 77400 кв. м.
4. Буркова Нина Юрьевна, проживающая: Иркутская область, Киренский р-н, с. Кривошапкино, ул. Лесная, д. 13 кв. 1. Местоположение образуемого земельного участка: Иркутская область, Киренский р-н, юго-западнее б.н.п. Глины. Размер образуемого земельного участка: 77400 кв. м.

Ознакомиться с проектом межевания и направить возражения относительно размера и местоположения границы выделяемого земельного участка можно в течение тридцати дней со дня опубликования извещения по адресу: 666703, Иркутская область, г. Киренск, м-н Центральный, ул. Коммунистическая, 14, каб. № 26; понедельник-пятница с 9 до 17 часов. При проведении согласования проекта межевания при себе иметь документ, подтверждающий личность, а также документы о правах на земельную долю. При отсутствии возражений, размер и местоположение границы земельного участка считаются согласованными.

ОБЪЯВЛЕНИЯ ОБ УТЕРЕ ДОКУМЕНТОВ

■ Утерянный аттестат (дубликат) Б 3209873 о среднем (полном) общем образовании, выданный в 2005 году МОУ Вечерняя (сменная) общеобразовательная школа, Иркутский район, Иркутская область, на имя Драгунской Ирины Сергеевны, считать действительным.

■ Утерянный аттестат (серия Б № 495215) об основном общем образовании, выданный в 1987 г. школой № 66 г. Иркутска на имя Лузгиной Елены Анатольевны, считать действительным.

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети», совместно с управлением ЖКХ администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования (в соответствии с Постановлением администрации Муниципального района Усольского районного муниципального образования от 28.07.2015 г. № 430 «Об утверждении положения об организации проведения общественных обсуждений объектов государственной экологической экспертизы на территории Усольского района», Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации») уведомляет о начале общественных обсуждений по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации: «Реконструкция ВЛ 35 кВ ЗГО – Железнодорожник в составе объектов: - ВЛ-35кВ «ЗГО-Железнодорожник», инв.№ 7000030381, - ОРУ-110 кВ, ограждение ПС «ЗГО», инв.№ 700В140460», в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации и предварительного варианта материалов оценки воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Реконструкция ВЛ 35 кВ ЗГО – Железнодорожник в составе объектов: - ВЛ-35кВ «ЗГО-Железнодорожник», инв.№ 7000030381, - ОРУ-110 кВ, ограждение ПС «ЗГО», инв.№ 700В140460» предусмотрена реконструкция ВЛ 35 кВ ЗГО – Железнодорожник в составе объектов: ВЛ-35кВ «ЗГО-Железнодорожник», инв.№ 7000030381, ОРУ-110 кВ, ограждение ПС «ЗГО», инв.№ 700В140460 по адресу: Иркутская область, Усольский район.

Наименование и адрес заказчика или его представителя: Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети», юридический адрес: 665821, г. Ангарск, ул. Богдана Хмельницкого, дом 22.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: февраль – август 2020 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Управление ЖКХ администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования, адрес: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, каб.129, тел.: 8(39543)36-026, совместно с заказчиком или его представителем.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по оценке воздействия на окружающую среду и предварительного варианта материалов по оценке воздействия на окружающую среду, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по оценке воздействия на окружающую среду, проектная документация, предварительный вариант материалов ОВОС и журнал учета предложений и замечаний по объекту: «Реконструкция ВЛ 35 кВ ЗГО – Железнодорожник в составе объектов: - ВЛ-35кВ «ЗГО-Железнодорожник», инв.№ 7000030381, - ОРУ-110 кВ, ограждение ПС «ЗГО», инв.№ 700В140460» доступны в течение 30 дней с момента настоящей публикации и в течение 30 дней после окончания общественного обсуждения, для ознакомления и направления замечаний и предложений по адресам: 665479, Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, кабинет 129, тел. 8(39543)36026, понедельник – пятница с 8-00 до 17-00, обед с 12-00 до 13-00 (местное время); 664025, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, 2/1, офис 205, тел. 8(3952)678931, понедельник – пятница с 9-00 до 17-00 часов, обед с 12-00 до 13-00 (местное время).

Общественные обсуждения в форме слушаний по объекту государственной экологической экспертизы «Реконструкция ВЛ 35 кВ ЗГО – Железнодорожник в составе объектов: - ВЛ-35кВ «ЗГО-Железнодорожник», инв.№ 7000030381, - ОРУ-110 кВ, ограждение ПС «ЗГО», инв.№ 700В140460» назначены на 23 июня 2020 г. в 14:00 часов местного времени по адресу: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д.100 (в актовом зале администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования).

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «СИБЛИДЕР», адрес: 664025, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, д. 2/1, оф.205. Тел. 8 (3952) 678931.

Доступ общественности к утвержденному техническому заданию и окончательному варианту материалов оценки воздействия на окружающую среду будет обеспечен до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресам: 665479, Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, кабинет 129, тел. 8(39543)36026, понедельник – пятница с 8-00 до 17-00, обед с 12-00 до 13-00 (местное время); 664025, Иркутская область, г. Иркутск, ул. 5-й Армии, 2/1, офис 205, тел. 8(3952)678931, понедельник – пятница с 9-00 до 17-00 часов, обед с 12-00 до 13-00 (местное время).

ИЗВЕЩЕНИЕ О СОГЛАСОВАНИИ ГРАНИЦ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

В соответствии со статьями 13, 13.1, 14 ФЗ от 24.07.2002 г. № 101 ФЗ «Об обороте земель сельскохозяйственного назначения» извещаем участников долевой собственности на земельный участок, расположенный по адресу: Иркутская область, Шелеховский район, АОЗТ «Ангарское», кадастровый номер 38:27:000000:217 о необходимости согласования проекта межевания земельного участка, образуемого путем выдела в счет земельных долей.

Заказчиком работ является Альшевиц Руслан Александрович, адрес: г. Иркутск, м-н Толпинский, д. 36, кв. 27, тел. 89087764040.

Кадастровый инженер: Филиппова Полина Александровна, номер квалификационного аттестата 38-11-197, почтовый адрес: 664024, г. Иркутск, Ленинский р-н, СНТ «Медик», дом 70, тел. 89501188783, эл. почта: filippova.pa-sps.zem@bk.ru.

Филиппова Екатерина Алексеевна, номер квалификационного аттестата 38-12-391, почтовый адрес: 664048, г. Иркутск, ул. Баумана, 231/1, кв. 1, тел. 89086425590, эл. почта: filippova.ea-sps.zem@bk.ru.

Ознакомиться с проектом межевания земельного участка и предоставить обоснованные возражения относительно размера и местоположения границ земельного участка можно в течение 30 дней со дня опубликования по адресу: Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 15а, ООО «СИБПРОЕКТ-СТРОЙ».

ОБЪЯВЛЕНИЯ ОБ УТЕРЕ ДОКУМЕНТОВ

- Утерянный диплом (№ 18145), выданный 25.06.1996 г. ГАПОУ ИО «Заларинский агропромышленный техникум» (филиал, п. Кимильтей) на имя Наприенко Инны Ивановны, считать действительным.
- Утерянный аттестат об основном общем образовании (10 классов), выданный в 1985 г. средней школой № 43 г. Иркутска на имя Шелехменкиной Татьяны Александровны, считать действительным.
- Утерянный аттестат (серия 03824, № 004490795) о среднем (полном) общем образовании, выданный 01.07.2019 г. СОШ № 40 г. Иркутска на имя Щапова Алексея Сергеевича, считать действительным.

Общественно-политическая газета «Областная» зарегистрирована на управление федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Иркутской области. Регистрационное свидетельство ПИ № ТУ 38-00167 от 17 сентября 2009 г.

Рукописи, рисунки и фотографии не рецензируются и не возвращаются. Мнение авторов может не совпадать с мнением редакции. Материалы на таком фоне в разделе «Официальная информация» и в рубрике «Корпоративное управление» публикуются на платной основе. Перепечатка и любое использование материалов возможны только с письменного разрешения редакции.

Редакция и издатель:
ОГАУ «Редакция газеты «Областная»

Юридический и фактический адрес:
664025 г. Иркутск, ул. Российская, 12

Почтовый адрес:
664011 г. Иркутск, а/я 177

Телефон для справок:
ОГАУ «Редакция газеты «Областная»
(3952)-200-628, 200-638, факс 200-674
e-mail: og@ogirk.ru, reklama@ogirk.ru

Подписные индексы:
П7531 – пн, ср, пт
П7537 – ср
Распространяется бесплатно и по подписке

Учредители: Правительство Иркутской области
Законодательное Собрание Иркутской области

Главный редактор
Люстрицкий Д.Г.

Редакторская группа:
Хлебникова О.А., Кульгина Ю.О.
Издательская группа:
Полякова О.А., Ткачук Е.В.

Газета подписана в печать: 20.05.2020 г. в 21.00

Отпечатано в Отделе по оказанию полиграфических услуг ОГАУ «Редакция газеты «Областная», 669001 п. Усть-Ордынский, ул. Буденного, д. 5.

Тираж 1250 экз.

Заказ

Следующий номер газеты выйдет 25.05.2020 г.

ogirk.ru



12+