УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

22 августа 2019 года № 183-уг

Иркутск

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2020-2024 годы

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

П О С Т А Н О В Л Я Ю:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2020-2024 годы (прилагается).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Иркутской области от 21 августа 2018 года № 161-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2019-2023 годы».

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

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2020 года.

С.Г. Левченко

УТВЕРЖДЕНО
указом Губернатора Иркутской области
от 22 августа 2019 года
№ 183-уг

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2020–2024 ГОДЫ

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для выполнения настоящей работы является государственный контракт от 25 декабря 2018 года № 86-ОК/18-2 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 2020-2024 годы» (далее – Техническое задание), постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

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 демонтажей) 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 надёжного функционирования в долгосрочной перспективе;

– 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;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и 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;

– 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).

Разработка СиПР осуществляется на основе и в соответствии с нормативными документами, список которых приведен в Приложении Б.

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 Книге 1 «Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области» в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020–2024 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, а также перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе утвержденных технических условий на технологическое присоединение) с указанием потребления электрической энергии и мощности 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 в последнем году;

– 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 и видам собственности.

– 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 (энергоемкость ВРП, электроемкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность 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), определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов, оценку и анализ потерь электроэнергии при ее транспорте, информацию о строящихся электросетевых объектах;

– 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;

– особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области (продолжение раздела в Книге 3).

Разработчиком «Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020 – 2024 годы» является ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (ИСЭМ СО РАН), г. Иркутск.

Руководитель работы: директор ИСЭМ СО РАН, чл.-корр. РАН В.А. Стенников.

Исполнители: ответственный исполнитель – научный сотрудник А.Б. Осак; ведущий научный сотрудник, к.э.н. И.Ю. Иванова; старший научный сотрудник, к.т.н. И.В. Постников; старший научный сотрудник, к.т.н. Д.А. Панасецкий; старший научный сотрудник к.т.н. А.В. Пеньковский; научный сотрудник, к.т.н. Д.Н. Карамов; ведущий инженер Т.В. Добровольская; ведущий инженер П.А. Соколов; старший инженер Е.Я. Бузина.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Иркутская область 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. Область граничит со всеми субъектами Федерации, входящими в состав Восточно-Сибирского экономического района: на западе – с Красноярским краем, на востоке – с Забайкальским краем, на юго-востоке и юге – с Республикой Бурятией, на юго-западе – с Республикой Тыва. На северо-востоке граница проходит с Республикой Саха (Якутия). Общая протяженность границ превышает 7 240 км, в том числе по оз. Байкал – 520 км. По территории области протекают крупнейшие судоходные реки – Ангара, Лена, Нижняя Тунгуска, обусловившие 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 (201 млрд. кВт·ч) и водоснабжения.

Карта Иркутской области представлена на рисунке 1. Основная часть территории области имеет плоскогорный рельеф местности, имеющий отдельные возвышения в виде горного массива Восточного Саяна на юго-западе, 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.

Иркутская область является субъектом Российской Федерации (РФ) и входит в состав Сибирского Федерального округа РФ (СФО). Она расположена на юге Восточной Сибири. Административный центр – город Иркутск с численностью населения по состоянию на 1 января 2018 года 623,9 тыс. чел.

Иркутская область занимает площадь 774,8 тыс. кв. км, что составляет 4,52 % территории Российской Федерации (6-е место среди регионов РФ).

Население Иркутской области по состоянию на 1 января 2018 года составило 2 404,2 тыс. чел. В области преобладает городское население – 1 894,1 тыс. чел. (78,78 %). За последние 10 лет население сократилось на 9,7 %. Плотность населения очень низкая – около 3,11 чел./км^2 (при средней по России – 8,57 чел./км^2). При этом население размещено по территории области очень неравномерно. Наиболее густо заселены южная и юго-западная части области (вдоль Транссибирской железной дороги и по берегам р. Ангары). Северные территории, а также горные районы Восточного Саяна и

Северо-Байкальского нагорья заселены очень слабо. Так, плотность населения в Катангском районе (север области) равна всего 0,03 чел./км^2.

Существующая система административно-территориального устройства Иркутской области на 1 января 2019 года включает 10 городских округов, 32 муниципальных района, 63 городских поселений и 361 сельских поселения.

Наиболее экономически развитые районы сосредоточены в Иркутско-Ангарской зоне, в городах с высоким экспортным потенциалом. Экономическое благополучие области в целом складывается за счет крупных городов (Иркутск, Братск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов), где проживает порядка 54% населения области.

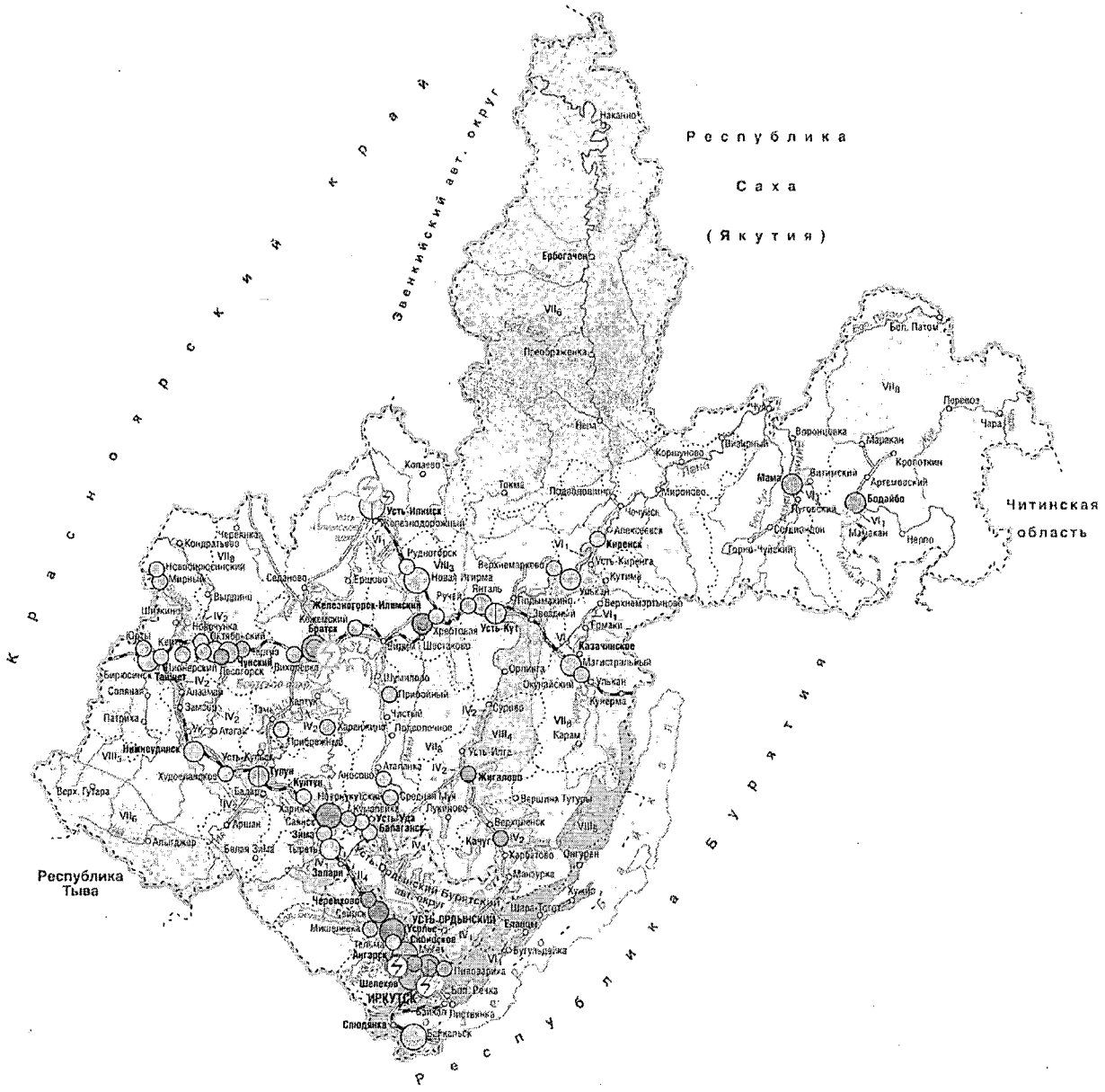


Рисунок 1 – Иркутская область

По многим видам производимой продукции Иркутская область сохраняет ведущие позиции в России. 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 «Саянскхимпласт», ООО «Компания «Востсибуголь», Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут», Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД», ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат», АО «Ангарский завод полимеров», АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод», ПАО «Высочайший», ООО «Транснефть-Восток», АО «Полюс Вернинское», АО «Севзото», ООО «Друза», ООО «Горнорудная компания «Угахан».

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 достаточно 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. По Иркутской области проходит нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Ведется строительство автомагистрали вдоль БАМа. Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет более 12 тыс. км.

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.

РАЗДЕЛ 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 является одной из крупнейших энергосистем России и входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири, обеспечивая централизованное электроснабжение основных потребителей области. Электроснабжение отдаленных изолированных потребителей осуществляется от децентрализованных энергосистем на базе электростанций.

Производство (централизованное) электроэнергии в области осуществляется на 15 ТЭС (4043,7 МВт) и 4 ГЭС (9088,4 МВт). Из них: двенадцать ТЭС входят в состав ПАО «Иркутскэнерго»; ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске; две электростанции промышленных предприятий: ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске и ТЭС (ТЭС-2, ТЭС-3) Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске.

Из четырех ГЭС три крупнейшие – Братская (4500 МВт), Усть-Илимская (3840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация». Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в п. Мамакан Бодайбинского района, работает в составе АО «Витимэнергосбыт».

В Иркутской области расположены электростанции мощностью более 5 МВт, принадлежащие ПАО «Иркутскэнерго», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий, 27 территориальных сетевых компаний, осуществляющих деятельность по распределению электроэнергии по территории области.

Генерирующие компании:

1) ПАО «Иркутскэнерго»;
2) ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»;
3) АО «Витимэнергосбыт»;
4) Прочие электростанции:
– ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске.
5) Электростанции промышленных предприятий:
– ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
– ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске.

6) ООО «Облкоммунэнерго-сбыт» (эксплуатирует дизельные электростанции в поселках Иркутской области с децентрализованным электроснабжением: в пос. Ербогачен, Преображенка, Онгурен и т.д.).

Электросетевые компании:

1. ПАО «ФСК ЕЭС»;
2. ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»);
3. ОГУЭП «Облкоммунэнерго»;
4. АО «Братская электросетевая компания» (АО «БЭСК»);
5. АО «Витимэнерго»;
6. Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
7. Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;
8. Общество с ограниченной ответственностью «Шелеховская ЭнергоСетевая Компания" (ООО «ШЭСК»);
9. ООО Энергетическая компания «Радиан»;
10. АО «АНХК»;
11. АО «Электросеть»;
12. Общество с ограниченной ответственностью «Прибайкальская электросетевая компания» (ООО «ПЭСК»);
13. Общество с ограниченной ответственностью «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (ООО «ТЭС»);
14. Общество с ограниченной ответственностью «Управление энергоснабжения» (ООО «УЭС»);
15. ООО «АктивЭнерго»;
16. ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»;
17. ООО «Кутуликская электросетевая компания»;
18. Общество с ограниченной ответственностью «Сетьэнергопром» (ООО «СЭП»);
19. ООО Сетевая компания «Радиан»;
20. АО «АЭХК»;
21. Красноярская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
22. Филиал АО «Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимске;
23. Открытое акционерное общество «Восточно-Сибирский комбинат биотехнологий» (ОАО «ВСКБТ»);
24. АО «Саянскхимпласт»;
25. ООО «СК Энергосервис».

Среди энергосбытовых компаний наиболее крупными являются ООО «Иркутская энергосбытовая компания», ООО «Облкоммунэнерго-сбыт», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Братские электрические сети».

Основной особенностью структуры генерирующих мощностей энергосистемы Иркутской области, является большая доля ГЭС – 69,2% в суммарной мощности электростанций. Большая часть (68,6%), генерирующих мощностей входит в состав ООО «ЕвроСибЭнерго-

Гидрогенерация», на долю ПАО «Иркутскэнерго» приходится 29,4%, 1,4% – прочие ТЭС.

В 2018 году электростанциями энергосистемы Иркутской области было выработано 50,95 млрд. кВт·ч электроэнергии, в том числе (рисунок 2):

– ГЭС – 37,15 млрд. кВт·ч (73 %);

– ТЭС – 13,80 млрд. кВт·ч (27 %), в том числе электростанции промышленных предприятий – 0,9 млрд. кВт·ч.

Выработка электрической энергии на душу населения Иркутской области в 2018 году составила 19,87 тыс. кВт·ч.

В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят 23 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ (в том числе 1 ВЛ эксплуатируется на напряжении 220 кВ), 92 линии электропередачи класса напряжения 220 кВ (в том числе 1 ВЛ эксплуатируется на напряжении 110 кВ), 274 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ, 305 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 500, 220,110 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 38 779 МВА (по данным на 1 января 2019 года).

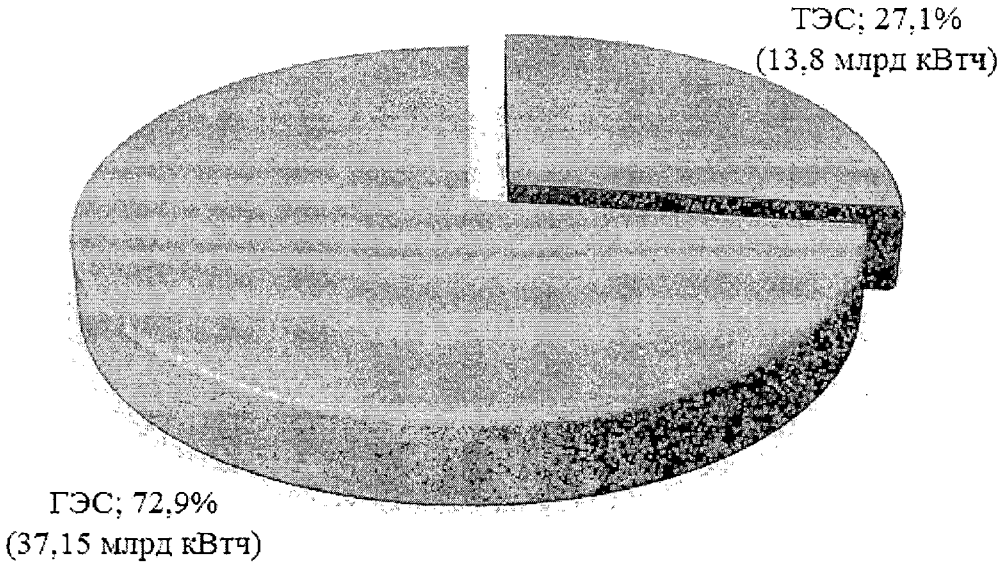


Рисунок 2 – Структура производства электроэнергии в Иркутской области в 2018 году

Децентрализованное производство электроэнергии осуществляется на дизельных электростанциях (ДЭС) в 55 населенных пунктах Иркутской области. Суммарная установленная мощность ДЭС на конец 2018 года составила 17 075 кВт, таблица 1.

Таблица 1 – Суммарная установленная мощность ДЭС на конец 2018 года по районам Иркутской области

№	Наименование района	Население, чел	Суммарная установленная мощность ДЭС, кВт
1	Бодайбинский район	43	160
2	Братский район	1684	3690
3	Жигаловский район	50	100
4	Казачинско-ленский район	495	752
5	Катангский район	3347	7705
6	Качугский район	192	90
7	Киренский район	355	695
8	Нижнеилимский район	16	60
9	Нижнеудинский район	1173	660
10	Ольхонский район	465	230
11	Тулунский Район	275	500
12	Усольский район	194	275
13	Усть-Кутский район	221	528
14	Усть-Удинский район	1027	1630
	Всего	9537	17075

Природные условия и близость топливной базы определяют высокую эффективность энергосистемы Иркутской области. ТЭЦ энергосистемы Иркутской области используют в качестве топлива уголь Иркутского и Канско-Ачинского угольных бассейнов, что минимизирует транспортную составляющую в себестоимости энергии. Приближенность источников электрической энергии к основным потребителям способствует снижению потерь электрической энергии при передаче.

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 неравномерный характер, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, а также уровень электропотребления промышленных предприятий.

Динамика потребления электрической энергии в Иркутской области за последние 5 лет приведена в таблице 2.1 и представлена на рисунке 3.

Таблица 2.1 – Динамика электропотребления в централизованной энергосистеме Иркутской области в период с 2014 по 2018 годы

Показатель	Год					Период
	2014	2015	2016	2017	2018	2014-2018
Электропотребление, млн. кВт·ч	52819,6	52467,1	53209,4	53298,6	55056,45	
Абсолютные	-592,8	-352,5	742,3	89,2	1757,85	2236,85

приросты/падения электропотребления, млн. кВт·ч						
Среднегодовые темпы прироста/снижения объёма электропотребления, %	-1,1%	-0,7%	1,4%	0,2%	3,3%	4,1%

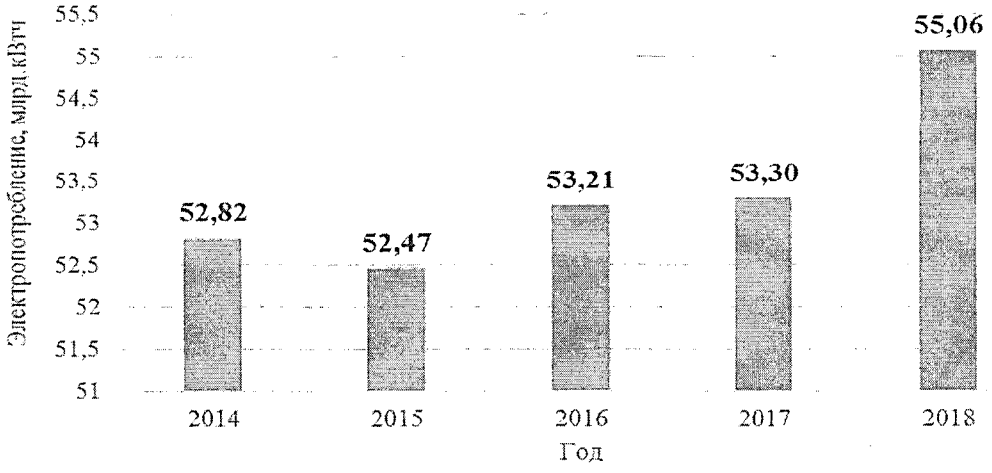


Рисунок 3 – Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в период с 2014 по 2018 годы.

Минимальное значение электропотребления за рассматриваемый период наблюдалось в 2015 году и составило 52,5 млрд. кВт·ч. Снижение электропотребления в 2015 году обусловлено повышением среднемесячных температур в осенне-зимний период. На снижении электропотребления сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, а также повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе. Кроме того, негативное влияние кризиса, сокращение металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири.

В 2016 – 2017 годах происходит рост электропотребления (на 1,41 % в 2016 году и на 0,2% в 2017 году и составило 53298,6 млн кВт·ч), что обусловлено ростом промышленного производства и потребления электроэнергии населением.

В 2018 году потребление электроэнергии в энергосистеме Иркутской области составило 55056,45 млн кВт·ч, что больше объёма потребления за 2017 года на 3,3 %. Рост потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в 2018 году относительно 2017 года обусловлен вводом новых потребителей – горно-обогатительного комбината «Угахан» ООО «ГРК «Угахан» (в мае 2018 года), увеличением электропотребления росте потребления электрической энергии ОАО «РЖД», а также снижением среднемесячных температур в осенне-зимний период.

Структура электропотребления в Иркутской области по видам деятельности за последние 5 лет приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Структура электропотребления в Иркутской области по видам экономической деятельности

Наименование потребителей	Электропотребление за год, млн. кВт•ч				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потреблено, всего	52 819,68	52 467,15	53 209,36	53 298,59	55 056,45
в том числе по видам экономической деятельности:					
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	428,19	390,72	371,32	369,24	360,73
Добыча полезных ископаемых	655,21	615,15	593,64	1 100,12	1 113,17
Обрабатывающие производства	29 466,74	29 315,95	29 270,88	29 245,89	29 452,98
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	5 200,66	5 053,34	4 921,94	4 892,18	5 140,67
Потреблено населением	5 883,64	6 018,40	6 434,81	6 413,47	6 710,08
Оптовая и розничная торговля	-	-	-	3 056,29	3 723,85
Строительство	239,87	184,14	171,04	176,46	176,51
Транспорт и связь	3 261,60	3 244,16	3 481,99	3 869,11	4 294,14
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг					
Прочие виды деятельности	3 370,06	3 392,79	3 588,88	-	-
Потери в электросетях общего пользования	4 313,71	4 252,50	4 374,86	4 175,83	4 084,32

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля промышленности в 2018 году составила 64,86%, в том числе на долю обрабатывающих производств приходится 53,5%, на добычу полезных ископаемых – 2,02%, на производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 9,34%. На транспорт и связь приходится 7,8% электропотребления. Как видно, наиболее электроемким производством в Иркутской области является цветная металлургия (производство алюминия). Структура электропотребления представлена на рисунке 4.

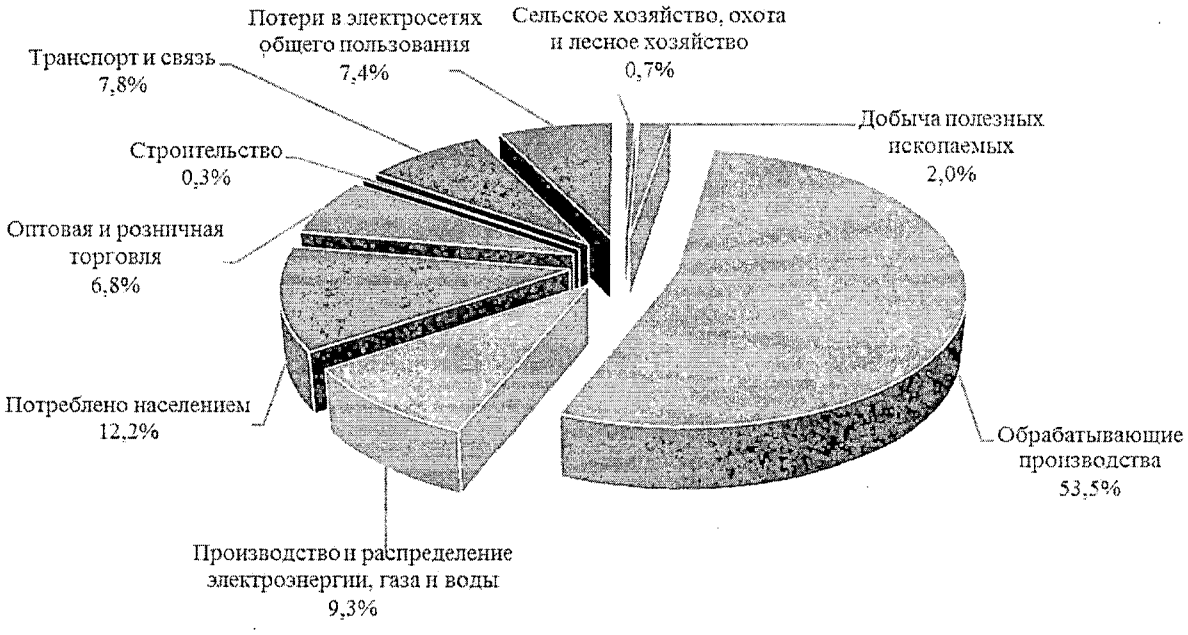


Рисунок 4 – Структура электропотребления в Иркутской области в 2018 году

Потери в электросетях в 2018 году составили 7,4% от объема потребленной электроэнергии или 8,0% от объема произведенной энергии. Основные причины потерь электроэнергии связаны с превышением нормативного срока эксплуатации сетей и электрооборудования на территории Иркутской области (превышает 50 %), изменением структуры нагрузок и их значительной рассредоточенности по территории области, недостаточным оснащением системы современными средствами регулирования и распределения потоков мощности и энергии.

1.3. Перечень крупных существующих потребителей в регионе с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления за последние 5 лет, а также перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе утвержденных технических условий на технологическое присоединение) с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет

В таблице 3 приведены данные об основных крупных потребителях электрической энергии в Иркутской области и их потребление электроэнергии (информация, предоставленная предприятиями отмечена звездочкой).

Таблица 3 – 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				
				Годы				
				2014	2015	2016	2017	2018
1	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске	666684, Иркутская обл, г.Усть-Илимск	Лесохозяйственная заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработкой изделий из нее	895,1	899,5	907,1	904,4	866,3
2	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске*	665718. Иркутская обл, г. Братск	Лесохозяйственная, заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработки и изделий из нее	1049,3	1616,6	1554,2	1557,9	1551,2
3	ООО «Братский завод ферросплавов»*	665707, Иркутская обл, г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезём и др.	813,6	837,7	842,2	770,2	798,3
4	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов*	666020, Иркутская обл., г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки алюминиевой, порошка алюминиевого, пудры алюминиевой	6798,2	7027,3	7 048,1	6992,1	7039

5	ПАО «РУСАЛ Братск»*	665716, Иркутская обл, г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка алюминиевая, чушки первичного алюминия, слитки из сплавов	17203,5	16985,5	17016,8	16971,3	17221,0
6	АО «Ангарская нефтехимическая компания»*	665830, Иркутская обл., г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины автомобильные, дизтопливо, авиационное топливо, керосины, мазуты товарные, масла смазочные	1305,0	1308,2	929,7	1290,5	946,5
7	АО «Ангарский электролизный химический комбинат»*	665804, Иркутская область, г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	331,8	314,5	290,7	279,7	287,1
9	АО «Саянскхимпласт»*	665358, Иркутская обл, г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	750,5	592,6	456,5	692,3	750,6
10	ООО «Компания «Востсибуголь»*	664674, г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	159,0	164,3	159,8	53,3	181,4
11	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»*	664020, г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	146,8	141,6	147,4	143,2	150,4
12	Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»*	664003, г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	2846,94	2868,88	3109,36	3260,41	3411,23

13	ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»*	г.Железногорск-Илимский, Нижнеилимский район	Добыча железной руды открытым способом, производство концентрата железных руд	422,5	378,2	357,4	355,5	410,2
14	АО «Ангарский завод полимеров»*	Иркутская обл., г.Ангарск	Производство этилена, пропилена, бензола , полиэтилена, этилбензола, стирола, полистирола.	241,0	228,0	172,0	213,0	220,0
15	АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»*	Иркутская обл, г. Усолье-Сибирское	Производство лекарственных препаратов	8,8	13,8	18,3	12,4	14,6
16	ПАО «Высочайший»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Золотодобыча	116,7	115,7	120,0	119,0	122,7
17	ООО «Газпром добыча Иркутск»*	г. Иркутск, ул. Нижняя Набережная , д. 14	Добыча газа	1,4	2,0	2,3	2,2	2,2
18	ООО «Горнорудная компания «Угахан»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Золотодобыча	–	–	–	–	93,8
19	ООО «Транснефть-Восток»*	Иркутская обл., г.Братск	Транспортировка нефти по нефтепроводу	146	179	185	183	318
20	АО «Полюс Вернинское»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	106	106	120	124	129,5
21	АО «ЗДК «Лензолото»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	154	157	151	151	162,2
23	АО «Севзото»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Горные работы	40,296	40,289	40,698	40,161	38,9
24	ООО «Друза»*	Иркутская обл., г.Бодайбо	Добыча руд и песков драгоценных металлов	–	47	51,22	65,33	78,94

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

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода максимум потребления мощности соответствует 2018 году и составляет 8211 МВт. В период с 2014 по 2018 гг. 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 % относительно 2015 года до величины 7 936 МВт. В 2017 году продолжилось снижение собственного максимума нагрузки относительно 2016 года на 263 МВт (3,31%). В 2018 году увеличение максимума нагрузки составило 7,01% по сравнению с предыдущим годом. За весь рассматриваемый период увеличение собственного максимума нагрузки составляет 541 МВт (7,05 %).

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 4 и на рисунке 5.

Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области в 2018 году зафиксирован в 05:00 (мск) 27.12.2018 г. и составил 8210,5 МВт. Собственный резерв установленной мощности энергосистемы Иркутской области составил 3032,9 МВт. Таким образом, энергосистема Иркутской области на час максимума по мощности была избыточной.

Таблица 4 – Динамика изменения собственного максимума потребления мощности электростанций энергосистемы Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Собственный максимум потребления мощности, МВт	7670	7571	7936	7673	8211
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт		-99	365	-263	538
Среднегодовые темпы прироста, %		-1,29	4,82	-3,31	7,01

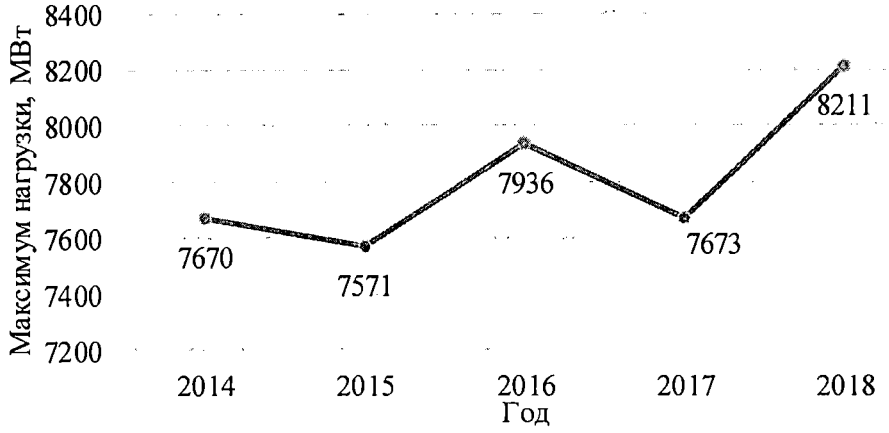


Рисунок 5 – Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Иркутской области

Таблица 4.1 – Данные о фактическом потреблении максимальной мощности основных потребителей электрической энергии Иркутской области

№ п/п	Наименование потребителя	Максимальная мощность, (Разрешенная мощность), МВт)				
		Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске*	106,6 (121,7)	107,1 (121,7)	108,1 (121,7)	107,7 (121,7)	103,1 (121,7)
2	Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске**					
3	ООО «Братский завод ферросплавов»*	99 (150)	101 (150)	104 (150)	101 (150)	104 (150)
4	Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов**					
5	ПАО «РУСАЛ Братск»**					
6	АО «Ангарская нефтехимическая компания»**					
7	АО «Ангарский электролизный химический комбинат»*	68 (455,72)	68 (455,72)	68 (455,72)	68 (455,72)	68 (455,72)
8	АО «Саянскхимпласт»*	85,154	80,509	77,314	85,629	87,165
9	ООО «Компания «Востсибуголь»*	17,6 (60,32)	17,1 (60,32)	16,9 (60,32)	17 (60,32)	18,7 (60,32)
10	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Научно-производственная корпорация «Иркут»*	27,931 (24,5)	27,244 (24,5)	26,09 (24,5)	27,705 (24,5)	25,407 (24,5)
11	Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»*	348,0	333,0	336,0	377,0	687,9 (1481,6)

12	ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»*	55,238 (61,6)	51,975 (61,6)	46,62 (61,6)	48,923 (61,6)	53,891 (61,6)
13	АО «Ангарский завод полимеров»*	29,25 (46,16)	29,43 (46,16)	29,38 (46,16)	28,58 (45,04)	29,1 (45,04)
14	ПАО «Высочайший»*	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6 (12,6)
15	ООО «Горнорудная компания «Угахан»*					14,5 (14,5)
16	ООО «Транснефть-Восток»*	17 (71)	22 (75)	23 (75)	23 (125)	39 (148)
17	АО «Полюс Вернинское»*	15,6	15,6	16,5	18	17
18	АО «ЗДК «Лензолото»*	29	29	29	29	29
19	АО «Севзото»*	8	8	8	8	8
20	ООО «Друза»*	–	5,37	5,85	7,46	9,01

Данные по потребителям, отмеченным *, предоставлены предприятиями

Данные по потребителям, отмеченным **, не предоставлены

Сведения о наличии резерва мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области по станциям на час максимума 2018 года по операционной зоне Иркутского РДУ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Наличие резервов мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области

Показатель	Значение на час собственного максимума ЭС, МВт
Резерв, всего, в том числе:	3032,9
ТЭС, в том числе:	631,5
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	26,6
Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	105,7
Иркутская ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	59,6
Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»	161,8
Иркутская ТЭЦ-11 ПАО «Иркутскэнерго»	93,0
Ново-Иркутская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	37,1
Усть-Илимская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	142,9
Ново-Зиминская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	4,8
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Иркутская ТЭЦ-12 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
Иркутская ТЭЦ-16 ПАО «Иркутскэнерго»	0,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0,0
ГЭС, в том числе:	2401,4
Иркутская ГЭС	0,0
Братская ГЭС	2148,0

Усть-Илимская ГЭС	253,4
Мамаканская ГЭС1	0,0
Электростанции промышленных предприятий	0,0

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

В настоящее время источниками тепловой энергии в Иркутской области являются 12 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» и 3 ТЭЦ различных ведомств (ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске, ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске, ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск), около 1005 отопительных и промышленных котельных на органическом топливе, из них 186 электробойлерных, а также большое количество теплоутилизационных установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей.

Полную картину по состоянию и функционированию котельных области представить достаточно сложно. Отчетные данные по муниципальным котельным часто предоставляются несвоевременно и в неполном виде. Обеспечить достоверность и адекватность отчетных данных по ведомственным источникам практически невозможно. Данные по количеству, установленной мощности котельных и подключенной нагрузке в крупных городах области и в районах с наиболее значительным запасом установленной мощности представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика котельных Иркутской области в 2018 году

Наименование муниципального образования	Количество котельных, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Запас мощности		Коэффициент использования установленной тепловой мощности
				Гкал/ч	%	
г. Братск	8	213,6	109,5	104,1	0,49	0,51
г. Зима	12	48,7	29,8	19,0	0,39	0,61
г. Иркутск	36	890,8	666,8	224,0	0,25	0,75
г. Свирск	4	82,3	50,2	32,1	0,39	0,61
г. Тулун	24	137,3	80,0	57,3	0,42	0,58
г. Усть-Илимск	2	2,4	1,1	1,3	0,55	0,45
г. Черемхово	19	30,1	18,0	12,2	0,40	0,60
Ангарский район	3	9,7	3,3	6,4	0,66	0,34

[1] Резерв мощности Мамаканской ГЭС является сезонным: гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, а в период с 1 февраля по 10 мая 7,3 МВт.

Балаганский район	19	12,6	6,1	6,4	0,51	0,49
Бодайбинский район	22	183,8	80,5	103,3	0,56	0,44
Братский район	56	129,5	68,3	61,2	0,47	0,53
Жигаловский район	14	14,4	6,2	8,2	0,57	0,43
Заларинский район	30	105,0	35,4	69,6	0,66	0,34
Зиминский район	27	26,2	8,0	18,2	0,70	0,30
Иркутский район	36	73,8	42,7	31,1	0,42	0,58
Казачинско -Ленский район	11	49,1	35,6	13,5	0,28	0,72
Катангский район	8	6,1	4,4	1,7	0,28	0,72
Качугский район	42	28,8	12,7	16,1	0,56	0,44
Киренский район	18	44,0	19,4	24,6	0,56	0,44
Куйтунский район	44	45,9	26,6	19,3	0,42	0,58
Мамско-Чуйский район	10	45,9	17,8	28,2	0,61	0,39
Нижнеилимский район	26	225,6	60,2	165,4	0,73	0,27
Нижнеудинский район	84	189,2	89,6	99,6	0,53	0,47
Ольхонский район	13	14,8	12,1	2,7	0,18	0,82
Слюдянский район	21	95,6	53,3	42,4	0,44	0,56
Тайшетский район	63	305,7	101,3	204,4	0,67	0,33
Тулунский район	38	29,2	21,2	8,0	0,27	0,73
Усольский район	38	135,3	50,8	84,6	0,62	0,38
Усть-Илимский район	13	102,3	38,3	64,0	0,63	0,37
Усть-Кутский район	22	326,9	184,3	142,7	0,44	0,56
Усть-Удинский район	18	17,3	9,1	8,2	0,47	0,53
Черемховский район	23	118,1	33,5	84,5	0,72	0,28
Чунский район	32	93,5	40,0	53,5	0,57	0,43
Шелеховский район	18	17,4	3,2	14,2	0,82	0,18
Аларский район	35	11,7	9,0	2,6	0,23	0,77
Баяндаевский район	20	12,3	4,0	8,3	0,67	0,33
Боханский район	32	13,1	10,4	2,7	0,21	0,79
Нукутский район	21	11,0	5,2	5,8	0,52	0,48
Осинский район	18	7,9	4,8	3,1	0,40	0,60
Эхирит-Булагатский район	25	40,5	27,3	13,2	0,33	0,67
Итого	**1005**	**3947,38**	**2079,75**	**1867,63**	-	-

Из таблицы 6 видно, что в целом в ряде городов и районов существует значительный запас мощности на котельных, который варьируется от 18 до 82 % от установленной мощности котельных. Низкий коэффициент использования установленной мощности 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 (70% и более) имеется в Зиминском, Нижнеилимском, Черемховском и Шелеховском районах.

Структура производства тепловой энергии в Иркутской области в период с 2014 по 2018 годы представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Структура производства тепловой энергии в Иркутской области за период 2014–2018 гг., млн. Гкал

Энергетический объект	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Производство тепловой энергии, всего	**42,5**	**41,3**	**40,4**	**39,6**	**40,8**
в том числе:					
ТЭЦ	26,9	26,5	27,1	26,6	28,2
котельные	12,9	12,3	11,0	10,6	10,2
электробойлерные	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
ТУУ и прочие	2,4	2,2	2,0	2,2	2,2

Источниками тепловой энергии в Иркутской области в 2018 году произведено 40,8 млн Гкал, что на 3,0% выше уровня предыдущего года. За рассматриваемый период с 2014 по 2018 год снижение производства тепла составило 4,2%. Производство тепловой энергии электростанциями за рассматриваемый период увеличилось на 9,7%. Это связано с увеличением тепловой нагрузки филиалов АО «Группа «Илим». Снижение объемов выработки тепла котельными области в период с 2014 по 2018 год составило 20,1%. Производство тепловой энергии электробойлерными сократилось почти в 2 раза за рассматриваемый период.

Структура производства тепловой энергии за рассматриваемый период несколько изменилась. Доля производства тепла электростанциями увеличилась на 6,3% и в 2018 году составила 69,6%. Доля выработки тепла котельными области сократилась с 30,4% в 2014 году, до 25,0% в 2018 году. Доли производства тепловой энергии электробойлерными, теплоутилизационными и прочими установками практически не изменились.

Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в период с 2014 по 2018 год представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Структура потребления тепловой энергии в Иркутской области в 2014–2018 гг., млн. Гкал

Показатель	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление тепловой энергии, всего	**37,0**	**36,4**	**35,6**	**35,0**	**35,9**

в том числе:					
промышленность	20,3	20,4	20,5	21,1	21,7
обрабатывающие производства	*17,5*	*17,2*	*17,2*	*18,1*	*18,5*
добыча полезных ископаемых	*0,56*	*0,59*	*0,45*	*0,59*	*0,60*
производство и распределение электроэнергии, воды и газа	*2,2*	*2,7*	*2,8*	*2,4*	*2,6*
прочие виды деятельности	3,7	2,9	2,2	1,4	1,5
коммунально-бытовая сфера	2,1	2,2	2,3	2,2	2,2
население	10,9	10,9	10,6	10,3	10,5

Снижение потребления тепловой энергии в области в рассматриваемый период составило 3,0%. Потребление тепла промышленностью в период с 2014 по 2018 год увеличилось на 6,9%, при этом снижение теплопотребления населением составило 3,7%. Значительное сокращение теплопотребления наблюдалось в сфере прочих видов экономической деятельности.

В структуре потребления тепловой энергии за рассматриваемый период значительных изменений не произошло. Доля промышленности увеличилась на 5,5% и в 2018 году достигла 60,4%, при этом сокращение доли теплопотребления непромышленных предприятий сократилась с 10,0% в 2014 году до 4,2% в 2018 году. Доля потребления тепловой энергии населением в общей структуре теплопотребления практически не изменилась и в 2018 году составила 29,2%, доля коммунально-бытовой сферы увеличилась на 0,4% и на конец рассматриваемого периода составила 6,1%.

1.6. 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

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. На рисунке 6 показаны величины потребления тепловой энергии наиболее крупными ее потребителями.

Ниже приведены величины годового потребления тепловой энергии наиболее крупными промышленными потребителями и данным предприятий (информация, предоставленная предприятиями отмечена звездочкой) за 2018 год:

– Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске – 5007 тыс. Гкал;

– Филиал АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске – 301 тыс. Гкал;

– АО «Ангарская нефтехимическая компания» – 3045 тыс. Гкал;
– АО «Ангарский завод полимеров» – 1184 тыс. Гкал;
– АО «Усолье-Сибирский химфармзавод» – 3711 тыс. Гкал;
– АО «Саянскхимпласт» – 756 тыс. Гкал;
– ПАО «РУСАЛ Братск» – 171 тыс. Гкал;
– АО «Ангарский электролизный химический комбинат» – 118 тыс. Гкал;
– ПАО «Коршуновский ГОК» – 129 тыс. Гкал;
– Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов – 142 тыс. Гкал;
– АО «Иркутсккабель» – 104 тыс. Гкал;
– ПАО «Корпорация Иркут» – 579 тыс. Гкал;
– ООО «Компания «Востсибуголь» – 104 тыс. Гкал.

В таблице 9 представлен перечень основных крупных потребителей Иркутской области с указанием источников покрытия их нагрузок, типов используемых установок тепловой генерации, их тепловая и электрическая мощность, а также год ввода в эксплуатацию.

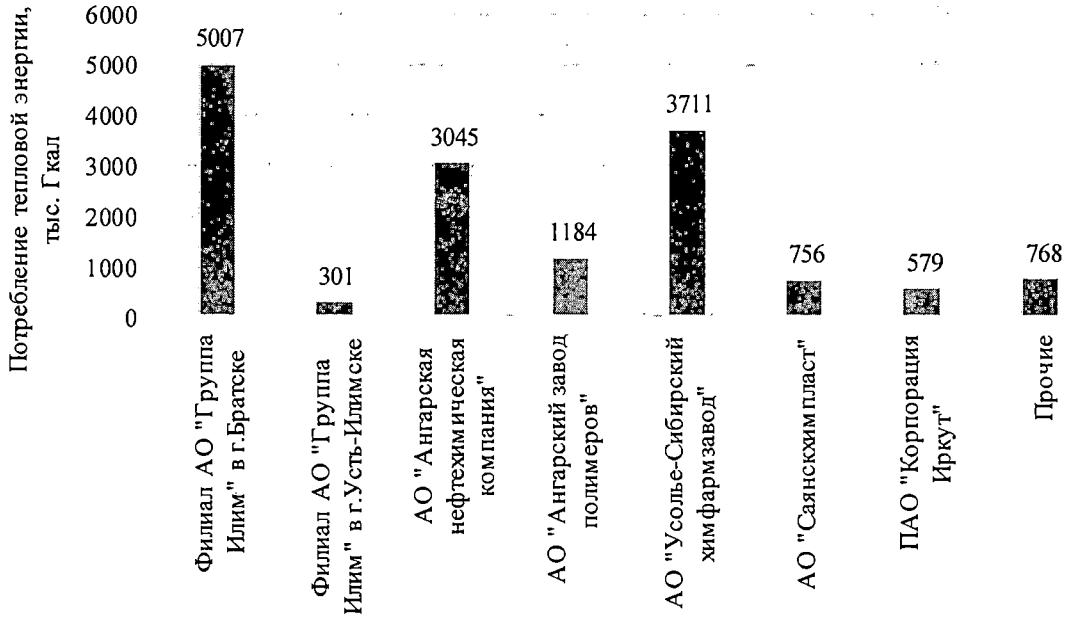


Рисунок 6 – Крупные потребители тепловой энергии в Иркутской области (2018 год)

Таблица 9 – Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки

Источник	Ст.№	Тип установки	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Потребители
ТЭЦ-6 (г.Братск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа ИЛИМ» в
	1	ПТ-60-130/13	1965	60	156		
	2	Р-50-130/13	1965	50	187		

	3	ПТ-60-130/13	1971	60	156		г. Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	4	Р-50-130/13/2	1973	50	187		
	5	Р-50-130/13	1977	50	187		
	Котлы						
	1	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	2	БКЗ-320-140 ПТ	1965			320	
	3	БКЗ-320-140 ПТ	1966			320	
	4	БКЗ-320-140 ПТ	1968			320	
	5	БКЗ-320-140 ПТ	1971			320	
	6	БКЗ-320-140 ПТ	1973			320	
	7	БКЗ-320-140 ПТ	1977			320	
	8	БКЗ-320-140 ПТ	1979			320	
	9	БКЗ-320-140 ПТ **(выведен из эксплуатации)**	1982			320	
	10	БКЗ-320-140 ПТ	1987			320	
ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7) (г. Братск)	Парк турбинного оборудования						
	1	**АР-6-35/5**	**1961**	**6**	**38**		
	2	**АР-6-35/6**	**1963**	**6**	**43**		
	Котлы						
	1	**БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)**	**1989**			**75**	
	2	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1985**			**75**	
	3	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1963**			**75**	
	4	**БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)**	**1965**			**75**	
	5	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1980**			**75**	
	6	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1983**			**75**	
	7	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1985**			**75**	
	8	**БКЗ-75-39 ФБ (выведен из эксплуатации)**	**1987**			**75**	
	9	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1990**			**75**	
ЦРГК ТЭЦ-6	Котлы						
	1	**БКЗ-75-39 ФБ**				**75**	
	2	**БКЗ-75-39**				**75**	

		ФБ					
	3	**КВ-ТК 100-150-6**			**100**		
	4	**КВ-ТК 100-150-6 (выведен из эксплуатации)**			**100**		
	5	**КВ-ТК 100-150-6**			**100**		
ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						1. АО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. АО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. АО "Ангарский завод полимеров" 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1963	60	144		
	2	ПТ-50-130/13	1963	50	144		
	3	Р-50-130/15	1964	50	188		
	4	Р-50-130/15	1968	50	188		
	5	Т-60/65-130	1966	60	105		
	6	Т-60/65-130	1969	60	105		
	7	**Т-110/120-130**	1980	110	184		
	8	Р-100-130/15	1983	100	359,7		
	Котлы						
	1	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	2	ТП-85-140ПТ	1963			420	
	3	ТП-85-140ПТ	1964			420	
	4	ТП-85-140ПТ	1966			420	
	5	ТП-81-140ПТ	1967			420	
	6	ТП-81-140ПТ	1969			420	
	7	ТП-81-140ПТ	**1972**			420	
	8	ТП-81-140ПТ	1980			420	
	9	ТП-81-140ПТ	1983			420	
	10	ТП-81-140ПТ	1985			420	
	11	ТП-81-140ПТ	1989			420	
Участок №1 ТЭЦ-9 (г. Ангарск)	Парк турбинного оборудования						
	7	**Р-25-90/18**	**1961**	**24**	**160**		
	9	**ПТ-30-90/10**	**1954**	**30**	**120**		
	10	**ПТ-25-90/10**	**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	
	17	ПК-10	1957			230	

	18	ПК-10	1961			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		
	8	К-150-130	1962	150	40		
	Котлы						
	1	ТП-10	**1959**			220	
	2	ТП-10	**1959**			220	
	3	ПК-24	**1959**			270	
	4	ПК-24	**1960**			270	
	5	ПК-24	**1960**			270	
	6	ПК-24	**1960**			270	
	7	ПК-24	**1960**			270	
	8	ПК-24	**1960**			270	
	9	ПК-24	**1961**			270	
	10	ПК-24	**1961**			270	
	11	ПК-24	**1961**			270	
	12	ПК-24	**1961**			270	
	13	ПК-24	**1961**			270	
	14	ПК-24	**1961**			270	
	15	ПК-24	**1961**			270	
	16	ПК-24	**1962**			270	
ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское)	Парк турбинного оборудования						1. АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-25-90/10	1959	22	100		
	2	ПТ-25-90/10	1960	19	72		
	3	ПТ-50-130/13	1961	50	145		
	4	Т-50-130	1964	50	98		
	5	Р-50-130/13	1965	50	190		
	6	Т-50-130	1966	50	109		
	7	Р-30-130/13 **(выведен из эксплуатации)**	1967	30			
	8	Т-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. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсибуголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/5/1,2М	1994	6	34		
	2	Р-6-3,4/1,5-1	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**			
ТЭЦ-16 (г. Железногорск-Илимский)	Парк турбинного оборудования						1. ПАО "Коршуновский ГОК" 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПР-6-35/10/1,2	1993	6	44		
	2	Р-12-35/5	2006	12	73		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1964			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1966			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1975			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	**КЭПР-2500/10+ЭПП-270/0,4**	**2008**	**2,77**			
	7	**КЭПР-2500/10+ ЭПП-270/0,4**	**2008**	**2,77**			
	8	**КЭВ-10000/10 5Ц2**	**1998**	**10**			
	9	**КЭВ-10000/10 5Ц2**	**1998**	**10**			
	10	**КЭВ-10000/10 5Ц2**	**1998**	**10**			
	11	**КЭВ-10000/10 5Ц2**	**1998**	**10**			
	12	**КЭВ-10000/10 5Ц2**	**1998**	**10**			

	13	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	14	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
	15	КЭВ-10000/10 5Ц2	1998	10			
Ново-Иркутская ТЭЦ (г. Иркутск)	Парк турбинного оборудования						1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1975	60	146		
	2	ПТ-60-130/13	1976	60	146		
	3	Т-175/210-130	1980	175	280		
	4	Т-175/210-130	1984	175	280		
	5	Т-185/220-130	1987	185	290		
	6	**Р-53-130/13**	**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. Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов 2. АО «Кремний» 3. АО «Иркутсккабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	Р-6-35/5	1961	6	40		
	2	Р-6-35/3	1961	6	30		
	3	Р-6-35/3	1962	6	30		
	Котлы						
	1	БКЗ-75-39 ФБ	1960			75	
	2	БКЗ-75-39 ФБ	1961			75	
	3	БКЗ-75-39 ФБ	1962			75	
	4	БКЗ-75-39 ФБ	1965			75	
	5	БКЗ-75-39 ФБ	1977			75	
	6	БКЗ-75-39 ФБ	1979			75	
	7	**БКЗ-75-39 ФБ**	**1982**			75	
Усть-Илимская ТЭЦ (г. Усть-Илимск)	Парк турбинного оборудования						1. Филиал АО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-60-130/13	1978	60	169		
	3	Т-100/120-130-3	1979	110	184		
	4	Р-50-130/13	1980	50	188		
	5	Т-110/120-130	1980	110	184		
	6	Т-185/220-130	1990	185	290		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140 ПТ-2	1978			420	
	2	БКЗ-420-140	1979			420	

		ПТ-2					
	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	Парк турбинного оборудования						1. АО «Саянскхимпласт» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
	1	ПТ-80/100-130/13	1981	80	210		
	2	ПТ-100/114-130/13	1982	100	196		
	3	ПТ-80/100-130/13	1983	80	210		
	Котлы						
	1	БКЗ-420-140-6	1980			420	
	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, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в последнем году

В Иркутской области расположены электростанции мощностью более 5 МВт, принадлежащие ПАО «Иркутскэнерго», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Теплоснабжение», а также две электростанции промышленных предприятий».

По состоянию на 31 декабря 2018 года установленная мощность электростанций Иркутской области составляет 13132,1 МВт. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области с разбивкой по типам электростанций представлена в таблице 10 и на рисунке 7.

Таблица 10 – Суммарная установленная мощность электростанций мощностью более 5 МВт, действующих в Иркутской области, МВт

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная мощность всего на конец года	13296,1	13249,1	13249,1	13162,1	13132,1
в том числе: ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4207,7	4160,7	4160,7	4073,7	4043,7



Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций Иркутской области в 2018 году

Как видно из таблицы 10, установленная мощность ГЭС в Иркутской области остается неизменной, установленная мощность ТЭС изменяется в пределах 2–3%.

В 2018 году установленная мощность ТЭС сократилась ещё на 30 МВт за счет вывода из эксплуатации ТА-7 ТЭЦ-11 установленной мощностью 30 МВт.

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

Энергосистема Иркутской области входит в состав Объединенной Энергетической Системы Сибири и включает в себя 15 действующих ТЭС и 4 ГЭС, объединенных на параллельную работу электрическими сетями напряжением 500, 220, и 110 кВ. В состав энергосистемы на территории Иркутской области входят ПАО «Иркутскэнерго», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Теплоснабжение» и две

электростанции промышленных предприятий. Перечень электростанций энергосистемы Иркутской области со сроками ввода их в эксплуатацию приведены в таблице 11.

Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний приведено в таблице 12.

Таблица 11 – Состав электростанций энергосистемы Иркутской области (на конец 2018 года)

№	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 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 АО «Витимэнергосбыт»				
16	Мамаканская ГЭС	86,0	–	1963
Станции ООО «Теплоснабжение»				
17	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», г. Байкальск	24,0	н/д	1965
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 12 – Суммарное количество агрегатов электростанций генерирующих компаний (на конец 2018 года)

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

Далее приведено краткое описание электростанций энергосистемы Иркутской области.

Иркутская ГЭС. Первая ступень каскада ГЭС на р. Ангара, введена в промышленную эксплуатацию в 1959 году. Установленная мощность станции составляет 662,4 МВт, проектная среднегодовая выработка электроэнергии – 4,1 млрд. кВт·ч.

Братская ГЭС. Вторая ступень Ангарского каскада. Введена в эксплуатацию по полной схеме в 1966 году, установленная мощность составила 4100 МВт. В 1978 году проведена реконструкция. Установленная мощность после реконструкции составила 4500 МВт.

Усть-Илимская ГЭС. Третья ступень Ангарского каскада. Введена в эксплуатацию в 1979 году.

Участок №1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1), г. Ангарск. Первая крупная электростанция энергосистемы Иркутской области, введена в эксплуатацию в 1955 году.

Шелеховский участок Н-И ТЭЦ (ТЭЦ-5). Проектировалась как ведомственная ТЭЦ Иркутского алюминиевого завода, а также для снабжения электроэнергией и теплом прилегающего города Шелехов. На полную мощность станция вышла в 1962 году.

ТЭЦ-6 (г. Братск). Введена в эксплуатацию в 1965 году, обеспечивает теплоснабжение Братского лесопромышленного комплекса и центральную часть г. Братска.

Участок ТИ и ТС ТЭЦ-6 (ТЭЦ-7), г. Братск. Введена в эксплуатацию в 1961 году, является основным источником теплоснабжения поселков Падун и Энергетик г. Братска.

ТЭЦ-9 (г. Ангарск). Введена в эксплуатацию в 1959 году, обеспечивает теплоснабжение г. Ангарска и промышленную площадку Ангарской нефтехимической компании.

ТЭЦ-10 (г. Ангарск). Введена в эксплуатацию в 1962 году, проектировалась для энергоснабжения Ангарского электролизного химического комбината.

ТЭЦ-11 (г. Усолье-Сибирское). Введена в эксплуатацию в 1959 году, снабжает тепловой и электрической энергией промышленные предприятия и население г. Усолье-Сибирское.

ТЭЦ-12 (г. Черемхово). Введена в эксплуатацию в 1932 году для энергообеспечения угольных шахт.

ТЭЦ-16 (г. Железногорск-Илимский). Введена в эксплуатацию в 1965 году, обеспечивает теплоснабжение г. Железногорск-Илимский и Коршуновского горно-обогатительного комбината.

Ново-Иркутская ТЭЦ. Введена в эксплуатацию в 1975 году, обеспечивает теплоснабжение областного центра, участвует в покрытии годового графика нагрузок энергосистемы Иркутской области. В 2013 году осуществлен ввод ТГ-6 мощностью 53 МВт.

Усть-Илимская ТЭЦ. Введена в эксплуатацию в 1978 году, обеспечивает энергоснабжение Усть-Илимского лесопромышленного комплекса и г. Усть-Илимск.

Ново-Зиминская ТЭЦ. Введена в эксплуатацию в 1983 году, обеспечивает энергоснабжение промышленных объектов и населения г. Саянска и г. Зимы. В 2013 году перемаркировка ТГ-2 Ново-Зиминской ТЭЦ с увеличением установленной мощности на 20 МВт.

Мамаканская ГЭС (п. Мамакан Бодайбинского района). Введена в эксплуатацию в 1963 году, обеспечивает электроснабжение Бодайбинского и Мамско-Чуйского промышленных узлов. Установленная электрическая мощность составляет 86 МВт.

ТЭС (ТЭС-2, ТЭС-3) Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске обеспечивает энергоснабжение производства. Введена в эксплуатацию в 1966 г. в составе 3 турбоагрегатов, с 1972 по 1974 годы введены дополнительно 6 турбоагрегатов, производство пара обеспечивает котлотурбинный цех, состоящий из участка содорегенерационных котлов (СРК) и участка корьевых котлов (КК). Участок корьевых котлов работает на кородревесных отходах. Участок СРК работает на вторичных энергетических ресурсах (упаренные сульфатные щелока).

ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске. Введена в эксплуатацию в период 1979 – 1981 годов, служит для энергоснабжения промышленной площадки завода. Работает на отходах производства целлюлозы.

ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозного завода). Введена в эксплуатацию в период 1965 – 1966 годов в составе 3 турбоагрегатов, в 1983 году дополнительно установлен 1 турбоагрегат.

Согласно Постановлению администрации Байкальского городского поселения от 28 января 2019 года № 38 –п «О внесении изменений в муниципальную программу «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Байкальского муниципального образования на 2014-2021 годы», утвержденную постановлением администрации Байкальского городского поселения от 24 октября 2014 года № 645-п» наиболее предпочтительным вариантом теплоснабжения г. Байкальска является вариант сооружения двух котельных с технологией использования биотоплива. Для обеспечения надежного теплоснабжения

наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, для экономического стимулирования развития системы теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий, предлагается разместить теплоисточники на Промплощадке, с первоначальной мощностью по тепловой энергии 60 гкал/ч. На восточной окраине м-на Южный разместить котельную, с первоначальной мощностью по тепловой энергии 30 Гкал/ч.

Большую часть установленной мощности в энергосистеме Иркутской области занимают гидроэлектростанции, что является дешевым и надежным и источником электроэнергии.

Однако оборудование почти всех электростанций Иркутской энергосистемы имеет сроки эксплуатации более 30 лет, т.е. эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы.

2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2018 году составила 50945,41 млн кВт·ч. По сравнению с 2017 годом выработка электроэнергии выросла на 6,42 % или на 3074,4 млн кВт·ч. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области, млн кВт·ч

Показатель	2017 год	2018 год	2018/2017, %
Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	47871,00	50945,41	106,42
ГЭС	35166,00	37150,34	105,64
ТЭС, в том числе:	12705,00	13795,07	108,58
электростанции промышленных предприятий	831,60	898,47	108,04

В 2018 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии составила 72,9%, что на 0,6 процентных пункта ниже уровня предыдущего года. Доля производства электроэнергии ТЭЦ, напротив, несколько возросла по отношению к предыдущему году, и в 2018 году составила 27,1%. При этом доля ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» составляет 72,92 % от общего объема выработанной электроэнергии; доля ТЭС ПАО «Иркутскэнерго» – 25,21%, электростанции промышленных предприятий – 1,76%. При этом доля предприятий ПАО «Иркутскэнерго» и ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (ГЭС и ТЭС) составила 97,4% от общего объема выработанной электроэнергии. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2018 год, %
	2014	2015	2016	2017	2018	
Иркутская ГЭС	3 573,10	2 848,74	2 859,26	2 867,50	3113,42	6,11%
Братская ГЭС	20 484,70	16 611,50	17 626,40	16 283,23	17325,98	34,01%
Усть-Илимская ГЭС	19 155,70	16 131,80	16 550,20	15 637,82	16326,16	32,05%
Мамаканская ГЭС	389,80	330,93	328,79	377,41	384,78	0,76%
Итого ГЭС:	**43 603,30**	**35 922,97**	**37 364,65**	**35 165,96**	**37 150,34**	**72,92%**
Иркутская ТЭЦ-6	888,80	808,97	802,59	716,79	677,04	1,33%
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	74,90	76,80	77,81	76,29	67,19	0,13%
Иркутская ТЭЦ-9	1 605,30	1 611,17	1 771,46	2 017,39	1985,74	3,90%
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	298,50	318,59	224,78	201,59	198,66	0,39%
Иркутская ТЭЦ-10	2 281,70	2 732,61	2 487,38	3 103,99	4134,78	8,12%
Иркутская ТЭЦ-11	691,00	784,86	798,97	750,24	852,36	1,67%
Иркутская ТЭЦ-12	48,70	45,88	52,61	51,18	51,08	0,10%
Иркутская ТЭЦ-16	73,50	70,93	68,06	65,68	78,67	0,15%
Ново-Иркутская ТЭЦ	2 662,10	2 722,65	2 767,34	2 799,83	2796,57	5,49%
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	79,50	86,40	97,47	80,15	87,91	0,17%
Усть-Илимская ТЭЦ	976,60	1 054,74	970,63	1 013,61	975,49	1,91%
Ново-Зиминская ТЭЦ	971,60	955,69	930,45	949,74	938,31	1,84%
Итого ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»:	**10 652,20**	**11 269,29**	**11 049,55**	**11 826,48**	**12843,80**	**25,21%**
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г. Байкальск	77,10	52,22	55,45	46,97	52,80	0,10%
Итого ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	**77,10**	**52,22**	**55,45**	**46,97**	**52,80**	**0,10%**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	382,40	351,72	496,32	465,28	540,21	1,06%
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	359,50	354,70	350,07	366,32	358,26	0,70%
Итого ТЭС промышленных предприятий и	**741,90**	**706,42**	**846,39**	**831,60**	**898,47**	**1,76%**

розничного рынка:						
ВСЕГО:	**55074,50**	**47950,90**	**49316,04**	**47871,01**	**50945,41**	**100%**

Анализ таблицы 14 позволяет сделать вывод, что более 66,1% электроэнергии в Иркутской области вырабатывается двумя ГЭС: Братской и Усть-Илимской. Доля суммарной выработки электроэнергии тепловыми электростанциями составляет около 27,1%. Наиболее крупными производителями электроэнергии из тепловых станций являются: Иркутская ТЭЦ-9 (3,90%), Ново-Иркутская ТЭЦ (5,49%), Иркутская ТЭЦ-10 (8,12%) от общего объема выработки электроэнергии в области.

На рисунках 8 и 9 представлены структуры выработки электроэнергии ТЭЦ и ГЭС Иркутской области в 2018 году соответственно.

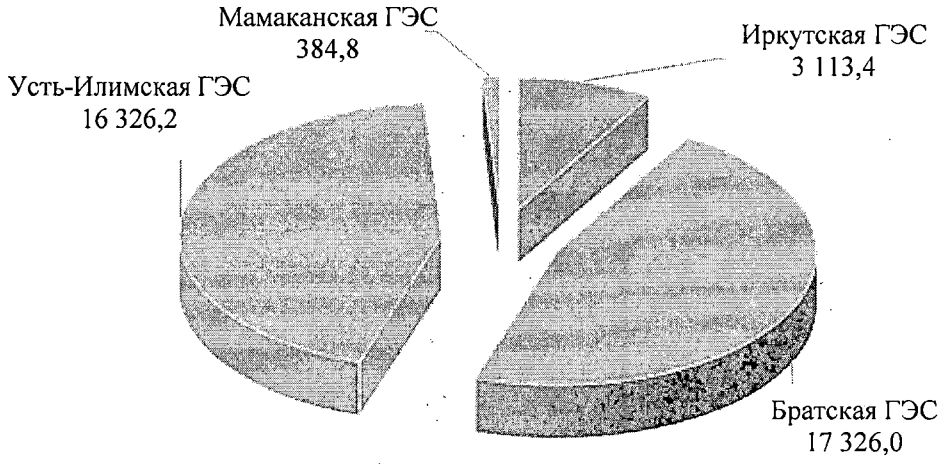


Рисунок 8 – Структура выработки электроэнергии ГЭС Иркутской области в 2018 году, млн. кВт·ч

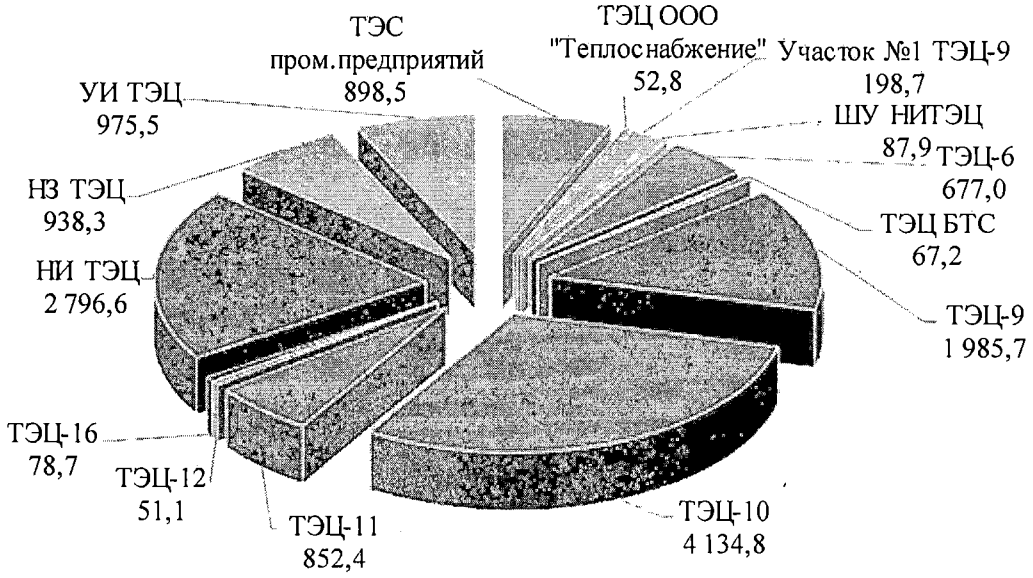


Рисунок 9 – Структура выработки электроэнергии ТЭЦ Иркутской области в 2018 году, млн. кВт·ч

За рассматриваемый период с 2014 по 2018 годы выработка электроэнергии ГЭС сократилась на 14,8%. Одной из причин снижения выработки на ГЭС Иркутской энергосистемы по итогам 2018 года обусловлено необходимостью экономии гидроресурсов по причине сохраняющегося маловодья в бассейне р. Ангара и оз. Байкал. Увеличение выработки электроэнергии ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» в рассматриваемый период составило 20,6%, при этом объем производства электроэнергии в 2018 году увеличился на 8,6% по сравнению с показателем 2017 года. Выработка электроэнергии ТЭЦ промышленных предприятий в период с 2014 по 2018 год увеличилась на 21,1%.

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

Энергосистема Иркутской области большую часть периода своего существования характеризуется избыточным балансом электрической мощности и энергии. Потенциальная возможность выработки электроэнергии на ГЭС при среднемноголетней обеспеченности гидроресурсами составляет 45-46 млрд. кВт·ч, на тепловых электростанциях 18-20 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 2014-2018 годах на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс электрической мощности ЭС Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
	10.02.2014 5:00	24.12.2015 13:00	18.01.2016 14:00	12.12.2017 04:00	27.12.2018 05:00
Максимум потребления мощности	7670,0	7571,0	7936,0	7673,0	8210,5
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы, в том числе:	13296,1	13249,1	13249,1	13162,1	13132,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС, в том числе:	4207,7	4160,7	4160,7	4073,7	4043,7
электростанции промышленных предприятий	228,4	157,4	157,4	157,4	157,4
Резерв мощности	1533,0	1993,6	1268,3	2795,2	3032,9
Ограничения мощности на час собственного максимума	1405,9	2809,8	2589,4	2950,8	2383,5

Показатели	Год				
нагрузки					
Располагаемая мощность	11897,7	10457,9	10705,3	10252,6	10752,9
Рабочая мощность	10344,0	8894,0	9379,6	9197,0	10083,5
Избыток (+) / Дефицит (-)	2674,0	1323,0	1443,6	1524,0	1873,0
Нагрузка электростанций	8810,9	6900,3	8111,3	6401,8	7050,6
Сальдо энергосистемы Иркутской области	**-1140,8**	**670,5**	**-175,3**	**1270,8**	**1159,9**

Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области в 2014-2018 гг. представлен в таблице 16 и на рисунке 10. Максимальный уровень собственного потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в последние 5 лет наблюдался в 2018 году, когда составил 55,1 млрд кВт·ч. В 2018 году отмечается рост электропотребления на 3,3 % или на 1757,86 млн кВт·ч по сравнению с уровнем 2017 года.

Таблица 16 – Баланс электрической энергии энергосистемы Иркутской области, млн. кВт·ч

Показатели	Год				
	2014	2015	2016	2017	2018
Выработка электроэнергии, в том числе:	55074,5	47950,9	49316,0	47871,0	50945,41
ГЭС	43603,3	35923,0	37364,6	35166,0	37150,34
ТЭС, в том числе:	11471,2	12028,0	11951,4	12705,0	13795,07
электростанции промышленных предприятий	741,90	706,4	846,4	831,6	898,47
Электропотребление на территории ЭС	52819,6	52467,1	53209,4	53298,6	55056,45
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «–» выдача	-2254,9	4516,2	3893,33	5427,6	4111,04

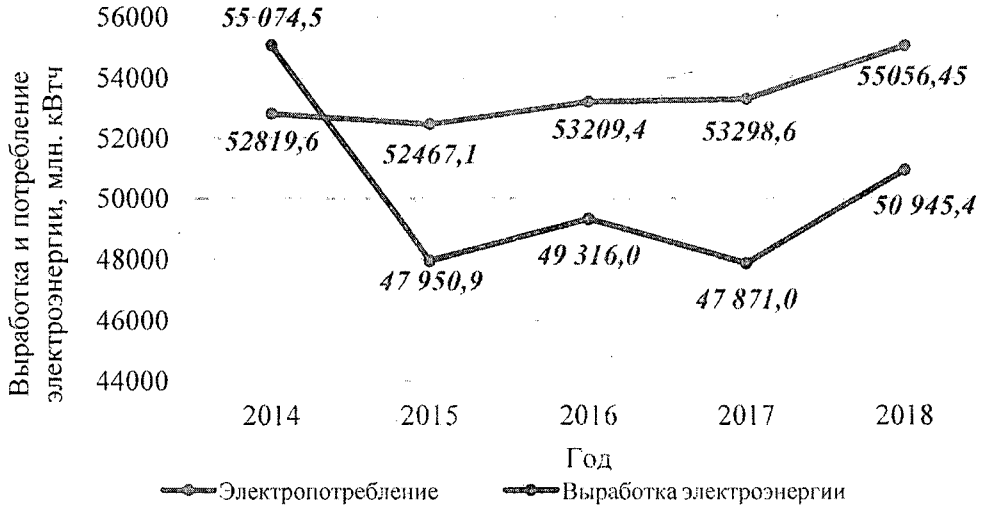


Рисунок 10 – Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Иркутской области позволяет сделать вывод о наличии избытков и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей Иркутской области или передачи ее в соседние энергосистемы. В связи с ухудшением гидрологической обстановки, а также в связи с увеличением выработки на Богучанской ГЭС начиная с 2015 года вырос переток из соседних энергосистем, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края. Имеющиеся избытки электрической энергии ранее передавались в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

Снижение темпов роста максимумов нагрузки в 2014-2015 годах обусловлено аномально теплыми погодными условиями, наблюдаемыми в Иркутской области. Отмеченный рост электропотребления в 2016-2017 годах по сравнению с 2014-2015 годами связан с возвратом метеоусловий в стандартную климатическую норму.

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2018 году выросла 6,42 % или на 3074,41 млн кВт•ч по сравнению с 2017 годом. В период до 2014 года вырабатываемой электроэнергии было достаточно для покрытия потребности Иркутской области, энергосистема являлась избыточной. В 2015-2018 годах в энергосистеме Иркутской области электропотребление по территории ЭС превысило выработку электроэнергии. Потребность энергосистемы Иркутской области в электроэнергии в 2018 году покрывалась, в том числе, за счет перетока электроэнергии из смежных энергосистем. Суммарный переток по межсистемным линиям электропередачи в энергосистему Иркутской области за 2018 год составил 4111,035 млн.кВт·ч.

1.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоемкость ВРП, электроемкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике)

Энергоэффективность экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике. Иркутская область является одной из наиболее энергоемких регионов страны. Это объясняется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоемких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.). 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 и основные показатели энергоэффективности Иркутской области приведены в таблице 17. Динамика этих показателей за прошедшие 5 лет.

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоемкости, так и электроемкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2014 году энергоемкость ВРП составила 27,5 кг у.т./тыс. руб., тогда как в 2018 году эта величина равна 19,6 кг у.т./тыс. руб., т. е. за рассматриваемый период энергоемкость ВРП снизилась почти на 30 %. За этот же период так же снизилась электроемкость ВРП на 23% и составила 44,3 кВтч/тыс.руб. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоемких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоемкости продукции – важное направление экономического развития области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Решающее значение для снижения энергоемкости продукции имеет коренная реконструкция топливно-энергетического комплекса, широкое применение энергосберегающих технологий. Выпуск экономичных двигателей с меньшим потреблением топлива и горючего, совершенствование нагревательной и осветительной техники, стимулирование экономии и санкции за перерасход энергии позволяют систематически снижать энергоемкость общественного продукта и национального дохода.

Таблица 17 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности Иркутской области

№ п/п	Показатели	2014	2015	2016	2017	2018
1	Численность населения Иркутской области в среднем за год*, тыс. чел.	2416,6	2413,8	2410,8	2406,5	2404,6
2	Активное население на конец года*, тыс. чел.:	1239,0	1259,0	1247,0	1209,2	1192,9
2.1	в том числе занятое*, тыс. чел.	1130,0	1156,0	1137,0	1103,9	1097,2
3	Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	55074,3	47950,9	49316,0	47871,0	50944,1
4	Производство тепловой энергии, млн. Гкал	42,5	41,2	40,4	39,3	42,3
5	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	52819,7	52467,1	53209,4	53298,6	55056,4
6	Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	37,0	36,4	35,6	35,8	39,2
7	Расход топлива, млн. т у.т.	12,8	11,7	11,8	11,4	12,2
8	Производство тепловой энергии, млн. т у.т.	6,0	5.9	5.7	5,6	6.0
9	Производство электроэнергии, млн. т у.т.	6,7	5,9	6,0	5,8	6,2
10	ВРП*, млрд. руб.	916,3	1001,7	1066,4	1192,1	1365,1 (оценка)
11	**Энергоемкость ВРП, кг у.т./тыс. руб.**	**27,5**	**24,05**	**22,36**	**18,43**	**19,6**
12	**Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс.руб.**	**57,6**	**52,4**	**49,8**	**43,1**	**44,3**
13	**Потребление электроэнергии на душу населения, МВтч/чел в год**	**21,8**	**21,7**	**22,1**	**22,1**	**22,9**
14	**Электровооруженность труда в экономике, кВт·ч на 1-го чел., занятого в экономике**	**46,7**	**45,4**	**46,8**	**48,3**	**50,18**

Наиболее актуальными с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Иркутской области являются следующие задачи:

– снижение энергоемкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоемких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;

– реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и т.п.

Электровооруженность труда и показатель удельного потребления электроэнергии на душу населения за рассматриваемый период изменялись слабо и оставались примерно на одном и том же уровне.

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

1.12.1. Перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним

В Приложениях В-Д приведен перечень основного электрооборудования энергосистемы Иркутской области с указанием основных характеристик и сроков ввода в эксплуатацию:

– электросетевых объектов (линий электропередачи, (авто) трансформаторов) напряжением 110 кВ и выше ОАО «ИЭСК» (с выделением Южных, Восточных, Центральных, Западных и Северных электрических сетей), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания», Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»., филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, КГКУ «ДКР НП», ОАО «Тыретский солерудник», АО «АНХК», АО «АЭХК», АО «Электросеть», ООО «Энергетическая компания «Радиан», АО «Полюс-Вернинское», ПАО «Высочайший», ООО «АС «Иркутская»;

– электростанций (генераторов, (авто) трансформаторов) ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнерго»;

– компенсирующих устройств ОАО «ИЭСК».

Основная сеть энергосистемы Иркутской области сформирована на базе линий электропередачи номинальным напряжением 110 – 500 кВ. Общая протяжённость линий этих классов напряжения составляет 17,647 тыс. км в одноцепном исчислении.

Установленная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим напряжением 110-500 кВ на понизительных подстанциях и электростанциях (исключая блочные, резервные и трансформаторы СН) на 1 января 2019 года составила 38 779 тыс. кВА.

Информация о протяжённости электрических сетей и трансформаторной мощности напряжением 110 кВ и выше на территории Иркутской области приведена в таблице 18.

Таблица 18. Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения на 1 января 2019 года

Класс напряжения	Количество ВЛ	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исчислении), тыс. км	Количество АТ(Т) (без учета блочных трансформаторов)	Количество блочных АТ(Т)	Трансформаторная мощность ПС и ЭС, МВА
500 кВ	23	3,587	21	10	9,409
220 кВ	92	6,391	165	22	14,778
110 кВ	274	7,669	531	34	14,592

Сводные данные по электросетевому хозяйству (ВЛ и ПС 110 кВ и выше) Иркутской области приведены в таблице 19.

Таблица 19. Сводные данные по электросетевому оборудованию с распределением по собственникам (в одноцепном исполнении) на 01.01.2019 г.

Принадлежность	110 кВ		220 кВ		500 кВ		Всего	
	на 01.01.18	на 01.01.19	на 01.01.18	на 01.01.19	на 01.01.18	на 01.01.19	на 01.01.18	на 01.01.19
Энергосистема, всего,	**7631,50**	**7668,75**	**5855,68**	**6391,51**	**3593,67**	**3586,67**	**17080,85**	**17646,93**
в т.ч.								
– ЛЭП генерирующих и сетевых компаний;	7499,80	7528,17	4976,17	5262,65	3383,39	3376,40	15859,37	16167,22
– потребительские ЛЭП	131,70	140,58	879,51	1128,85	210,27	210,27	1221,48	1479,71
в т.ч. ЛЭП сетевых организаций	**7499,80**	**7528,17**	**4976,17**	**5262,65**	**3383,39**	**3376,40**	**15859,37**	**16167,22**
ОАО «ИЭСК»	6684,59	6684,19	4551,97	4561,70	3163,46	3156,47	14400,02	14402,36
АО «Витимэнерго»	435,00	463,77	424,20	424,20			859,20	887,97
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири	261,87	261,87		276,75	219,93	219,93	481,80	758,55
ОАО «Тыретский солерудник»	1,80	1,80					1,80	1,80
АО «АНХК»	14,80	14,80					14,80	14,80
АО «АЭХК»	3,79	3,79					3,79	3,79
АО "Братская электросетевая компания"	1,60	1,60					1,60	1,60
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	81,50	81,50					81,50	81,50
ЗАО «Электросеть»	13,45	13,45					13,45	13,45
ОАО	1,40	1,40					1,40	1,40

«Энергетическая компания «Радиан»								
в т.ч. ЛЭП потребительские	**131,70**	**140,58**	**879,51**	**1128,85**	**210,27**	**210,27**	**1221,48**	**1479,71**
ЗАО "Витимэнергострой"	28,77	0,00					28,77	0,00
АО "Первенец"	18,60	18,60					18,60	18,60
АО "Высочайший"	29,83	29,83					29,83	29,83
КГКУ "ДКР НП"					210,27	210,27	210,27	210,27
ООО "АС "Сибирь"	47,50	47,50					47,50	47,50
ООО «АС «Иркутская»	0,40	0,40					0,40	0,40
АО "Дальняя Тайга"	2,70	2,70					2,70	2,70
ООО "Гранит Актив"	3,90	3,90					3,90	3,90
ОАО "РУСАЛ Братск"			474,18	474,18			474,18	474,18
ООО "ГОК "Угахан"	0,00	37,65					0,00	37,65
ООО "Транснефть-Восток"			405,34	654,68			405,34	654,68

2.12.2. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция которых выполнены в 2018 году и выполняются в 2019 году

За 2018 год протяжённость воздушных линий электропередачи напряжением 500 кВ уменьшилась на 7 км за счет реконструкции ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (ВЛ-574) протяженностью 285,445 км с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут общей протяженностью 278,451 км (выполнение захода на ОРУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС протяженностью 0,232 км, выполнение захода на ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут протяженностью 1,011 км, образование ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут (-7 км).

В 2018 году протяжённость воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ увеличилась на 535,825 км в соответствии со следующими изменениями в сети 220 кВ:

– реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим (ВЛ-574) общей протяженностью 285,445 км с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим № 2 общей протяженностью 7,106 км (перевод участка ВЛ от Усть-Илимской ГЭС до ПС 500 кВ Усть-Кут на проектный класс напряжения, выполнение захода на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут) (+7,106 км);

– строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1,2 (+249,34 км);

– строительство участка ВЛ 220 кВ НПС-7-НПС-9 I,II цепь с отпайкой на ПС НПС-8 от ПС 220 кВ НПС-7 до отпайки на ПС 220 кВ НПС-8 (+276,751 км);

– реконструкция ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (ВЛ-269) с переводом на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи с

образованием ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка (+0,565 км);

– строительство ВЛ 220 кВ Ключи - Шелехово №2 (+2,063 км).

За 2018 год протяжённость воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ увеличилась на 37,25 км за счёт:

– строительства ВЛ 110 кВ Полюс – Угахан (+37,65 км);

– реконструкции ВЛ 110 кВ Лена – Киренск I цепь и ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково (-0,4 км).

По сравнению с 2018 годом установленная мощность трансформаторов с высшим напряжением 500 кВ увеличилась на 501 МВА в связи с вводом в эксплуатацию на ПС 500 кВ Усть-Кут АТ-1 типа 3хАОДЦН-167000/500/220.

Установленная мощность трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ по состоянию на 01.01.2019 увеличилась на 405 тыс. кВА за счет:

– ввод в эксплуатацию на ПС 220 кВ Шелехово АТ-9 типа АТДЦТН-200000/220 (+200 тыс. кВА);

– ввод в эксплуатацию ПС 220 кВ НПС-7 с двумя трансформаторами типа ТДН-40000/220 (+80 тыс. кВА);

– ввод в эксплуатацию на ПС 220 кВ Мамакан АТ-2 типа АТДЦТН-125000/220/11 (+125 тыс. кВА);

– реконструкция ПС 220 кВ БрАЗ с заменой 1Р ф.В типа ОД-66667/220 на 1Р ф.В типа ОРД-66667/220 (+0 тыс. кВА);

– ввод в эксплуатацию на КПП-4 220 кВ (центр питания ПС 500 кВ Ключи) трансформатора типа KDOR 91740/220 (+99,66 тыс. кВА).

За 2018 год установленная мощность трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ уменьшилась на 16 тыс. кВА за счет следующих изменений:

– реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой Т-1 типа ТДТН-25000/110 на Т-1 типа ТДТН-40000/110 (+15 тыс. кВА);

– временная замена на ПС 110 кВ Пивовариха Т-2 типа ТДТН-40000/110 на Т-2 типа ТДТН-25000/110 (-15 тыс. кВА);

– реконструкция ПС 110 кВ Белореченская с заменой Т-2 типа ТДТН-25000/110 на Т-2 типа SFSZ-40000/110 (+15 тыс. кВА);

– ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Угахан с двумя трансформаторами типа ТДТН-16000/110 (+32 тыс. кВА);

– реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с демонтажем Т-2 типа ТМН-6300/110.

Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, ввод которых выполняется в 2019 году

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
500 кВ				
ПАО «ФСК ЕЭС»				
Новое строительство			**501 МВА 306 Мвар 465 км***	
	ПС 500 кВ Нижнеангарская с ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут и с заходами ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян.	501 МВА, ШР 180 Мвар, 465 км, УШР 220 кВ 2х25 Мвар	501/180/465 -/50/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»
ОАО «ИЭСК»				
Реконструкция			**501 МВА 800 Мвар**	
	ПС 500 кВ Озерная. Реконструкция	1х501 МВА, 800 Мвар (БСК 220 кВ 6х100 Мвар + УШР 220 кВ 2х100 Мвар)	501/800/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025
220 кВ				
ПАО «ФСК ЕЭС»				
Новое строительство			**125 МВА 901,8 км ***	
	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2. Новое строительство	300 км	-/-/300	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	262 км	-/-/262	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»
	ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан I, II цепь	2х169,9 км	-/-/339,8	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»
	ПС 220 кВ Сухой Лог	125 МВА	125/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»
	Реконструкция		2 км*	
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1. Реконструкция с переводом участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюс на номинальное напряжение 220 кВ и организацией заходов на ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Пеледуй и ОРУ 220 кВ и 110 кВ ПС 220 кВ Сухой Лог	2 км	-/-/2	СиПР ЕЭС на 2019-2025. Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»
ОАО «ИЭСК»				
Новое строительство			**160 МВА 23,364 км***	

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
	ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово	2х40 МВА, 2х5 км	80/-/10	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ №1, №2, №3, №4	0,9/0,6/0,4/0,4 км	-/-/2,3	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	ПС 220 кВ Столбово, отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово	2х40 МВА, 2х0,34 км	80/-/0,68	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга и ВЛ 220 кВ Ния – Киренга на ПС 220 кВ Небель	2х4,022 км	-/-/8,044	СиПР ЕЭС на 2019-2025. В соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» исх. №06.060-18-4.23-1587 от 11.04.2019 планируемый срок выполнения мероприятий – 22.12.2021 г.
	Отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	2х1,17 км	-/-/2,34	СиПР ЕЭС на 2019-2025. В соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» исх. №06.060-18-4.23-1587 от 11.04.2019 планируемый срок выполнения мероприятий – 22.12.2021 г.
Реконструкция			**480 МВА**	
	ПС 220 кВ Светлая. Реконструкция с увеличением трансформаторной мощности на 17 МВА до 80 МВА (2х40 МВА)	2х40 МВА	80/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с увеличением трансформаторной мощности на 150 МВА до 400 МВА (2х200 МВА)	2х200 МВА	400/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025
ОАО «РЖД»				
Новое строительство			**160 МВА**	

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
	ПС 220 кВ Небель (Строительство тяговой подстанции Небель Восточно-Сибирской железной дороги)	2х25 МВА	50/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025. В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.19 № исх-1917/В-СибНТЭ срок реализации перенесен на 2020 год
	ПС 220 кВ Чудничный (Строительство тяговой подстанции Чудничный Восточно-Сибирской железной дороги)	2х25 МВА	50/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025. В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.19 № исх-1917/В-СибНТЭ срок реализации перенесен на 2020 год
Реконструкция			**125 МВА**	
	ПС 220 кВ Слюдянка (замена АТ-2 с 63 МВт на 125 МВт)	125 МВА	125/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025. В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.19 № исх-1917/В-СибНТЭ срок реализации перенесен на 2021 год
АО «Витимэнерго»				
Реконструкция			**20 МВА**	
	ПС 220 кВ Мамакан. Реконструкция с установкой 2СШ 220 кВ, с подключением АТ-2 к ОРУ-220, реконструкцией ВЛ 110 кВ.	–	–	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками. Реконструкция с переводом второй ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220кВ	–	–	СиПР ЕЭС на 2019-2025.
	Новое строительство			
	ПС 220 кВ Дяля	220/6 кВ, 10 МВА	10/-/-	СиПР ЕЭС на 2019-2025
	ПС 220 кВ Чаянгро	220/6 кВ 10 МВА, 110/6 кВ 6,3 МВА	10/-/-	

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
110 кВ				
ОАО «ИЭСК»				
Новое строительство			**50 МВА 26 км***	
	ВЛ 110 кВ Опорная – БЛПК I и II цепь	2х12 км	-/-/24	Утвержденные 25.03.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Тайшет – Опорная» Утвержденные 18.05.2015 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств ПС 110 кВ ПГВ с питающими ВЛ 110 кВ ЦКК-1, ЦКК-2, ЦКК-3 ЗАО «Электросеть» с изменениями от 29.02.2016, 31.05.2016
Реконструкция			**57 МВА 12 Мвар 0,025 км***	
	ПС 110 кВ Верхнемарково. Реконструкция с заменых трансформаторов 10 МВА на 16 МВА.	2х16 МВА	32/-/-	Утвержденные 07.12.2017 ТУ № 375/17-СЭС на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» ЛЭП 6 кВ для электроснабжения УКПГ Марковского НГМК ООО «ИНК» с изменениями от 24.12.2018 и от 11.03.2019
	ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда.	Установка СКРМ 78 Мвар (по этапам)	-/12/-	На основании решений ТЭО по титулу «Разработка и внедрение системы Smart Grid в Иркутской энергосистеме (Этап 1 управление реактивной мощностью в электрических сетях Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети)» предусмотрены места установки и мощность по этапам. Выполняется проектирование установки БСК на ПС 110 кВ Оса мощностью 2х5 Мвар и ПС 35 кВ Усть-Уда мощностью 2х1 Мвар. Выполнение ПИР запланировано на 2019 г.
ПАО «Корпорация «Иркут»				
Реконструкция			**5,2 км***	
	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ. Реконструкция – замена провода (на участке от ПС Ново-Ленино до отп. на ПС 110 кВ Иркутск-Сорт)	2х2,6 км	-/-/5,2	Утвержденные 13.03.2018 ТУ № 530/349 на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» дополнительных энергопринимающих устройств Иркутского авиационного завода – филиала ОАО «Корпорация «Иркут» с изменениями от 05.04.2018 и от 01.03.2019

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
ОАО «РЖД»				
Реконструкция			**320 МВА 50 Мвар**	
	ПС 110 кВ Зяба. Реконструкция с заменой двух Т 31,5 МВА на два Т 40 МВА	2х40 МВА	80/-/-	Утвержденные 29.04.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Гидростроитель – Коршуниха»
	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК 30 Мвар	-/30/-	Расчеты электрических режимов (раздел 3)
	ПС 110 кВ Хребтовая. Реконструкция с заменой двух Т 25 МВА на два Т 40 МВА	2х40 МВА	80/-/-	Утвержденные 25.03.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха - Лена»
	ПС 110 кВ Семигорск. Реконструкция с заменой 1Т 25 МВА на 40 МВА	40 МВА	40/-/-	Утвержденные 25.03.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха - Лена»
	ПС 110 кВ Ручей. Реконструкция с заменой двух трансформаторов 25 МВА на 40 МВА	40 МВА	40/-/-	Утвержденные 29.04.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Гидростроитель – Коршуниха»
	ПС 110 кВ Усть-Кут. Реконструкция с заменой двух Т 25 МВА на два Т 40 МВА	2х40 МВА	80/-/-	Утвержденные 25.03.2016 ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Коршуниха - Лена»

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2019 МВА/Мвар/км	Примечание
	ПС 110 кВ Нижнеудинск (альтернативное мероприятие установка БСК на ПС 110 кВ Силикатная). В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется	БСК 110 кВ 20 Мвар	-/20/-	Расчеты электрических режимов (том 3)
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»				
Реконструкция			**29,1 км***	
	Реконструкция ВЛ-110 кВ Мамакан – Мусковит (на участке 29,1 км)	29,1 км	-/-/29,1	ВЛ 110 кВ выполнена проводом марки АС-95, АС-120 с применением деревянных опор, протяженность – 81,5 км, год ввода в эксплуатацию – 1979 г. Загнивание древесины опор на участке 30 км превышает предельно-допустимые нормы, участок не пригоден к дальнейшей эксплуатации (Технический отчет по результатам технического освидетельствования электрооборудования ВЛ-110 кВ Мамакан – Мусковит, № 288-ТО, филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону ФБУ «ЦЛАТИ по СФО» - г. Иркутск, 2014 г.)
ООО ТК «Саянский»				
Новое строительство			**25 МВА 1 км***	
	ПС 110 кВ Тепличная	1х25 МВА	25/-/-	Утвержденные 12.12.2018 ТУ № 11/18-ИЭСК на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» объектов электросетевого хозяйства Общества с ограниченной ответственностью ТК «Саянский» для электроснабжения Тепличного комплекса
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская - Ока I цепь на ПС 110 кВ Тепличная	1 км	-/-/1,0	

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

На основании сроков ввода в эксплуатацию проведена оценка текущего состояния (превышение срока нормативной эксплуатации) основного электрооборудования и линий электропередачи напряжением 110 – 500 кВ энергосистемы Иркутской области 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 на деревянных, железобетонных и металлических опорах – 40 лет;

– для масляных трансформаторов и автотрансформаторов – 25 лет (в соответствии с ГОСТ 11677-85);

– для турбогенераторов – 30 лет;

– для гидрогенераторов – 40 лет.

Нормируемые сроки эксплуатации турбо- и гидрогенераторов приняты в соответствии с данными, предоставленными ПАО «Иркутскэнерго».

По состоянию на конец 1 января 2019 года наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

Таблица 20. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	95,89	4,11
ЦЭС		43,43	56,57
ВЭС		95,58	4,42
ЗЭС		30,90	69,10
ЮЭС		12,09	87,91
Итого по ОАО «ИЭСК»:		65,15	34,85
АО «Витимэнерго»		59,87	40,13
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		50,00	50,00
АО «Братская электросетевая компания»		100,00	0,00

В Северных электрических сетях ОАО «ИЭСК» 41 ВЛ 110 кВ, из них для 4,11 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,89 % не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях ОАО «ИЭСК» 53 ВЛ 110 кВ, из них для 56,57 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 43,43 % не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях ОАО «ИЭСК» 16 ВЛ 110 кВ, из них для 4,42 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,58 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях ОАО «ИЭСК» 45 ВЛ 110 кВ, из них для 69,10 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 30,90 % не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях ОАО «ИЭСК» 26 ВЛ 110 кВ, из них для 87,91 % ВЛ превышен свой нормативный срок эксплуатации, 12,09 % не выработали нормативный срок.

Итого на 1 января 2019 года из 155 ВЛ 110 кВ ОАО «ИЭСК» нормативный срок эксплуатации превышен для 34,85 %.

В АО «Витимэнерго» 10 ВЛ 110 кВ, из них для 40,13 % ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 59,87 % не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» имеется 2 ВЛ 110 кВ, из них для 50% ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации (частично реконструирована), 50 % не выработали нормативный срок.

В АО «Братская электросетевая компания» имеется одна ВЛ 110 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Таблица 21. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	81,97	18,03
ЦЭС		98,35	1,65
ЗЭС		0,00	100,00
ЮЭС		25,12	74,88
Итого по ОАО «ИЭСК»:		88,62	11,38
АО «Витимэнерго»		100,00	0,00
ООО «Транснефть-Восток»		100,00	0,00

По состоянию на 01.01.2019 наибольшее количество сетей 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Северных электрических сетях 35 ВЛ 220 кВ, из них 18,03 % выработали нормативный срок, 81,97 % не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях четыре ВЛ 220 кВ, из них 1,65 % выработали нормативный срок, 98,35 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях три ВЛ 220 кВ, все линии не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 17 ВЛ 220 кВ, из них 74,88 % выработали нормативный срок, 25,12 % не выработали нормативный срок.

Итого на 01.01.2019 года из 55 ВЛ 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 11,38 %.

В АО «Витимэнерго» две ВЛ 220 кВ, которые не выработали нормативный срок.

В ООО «Транснефть-Восток» десять ВЛ 220 кВ, которые не выработали нормативный срок.

Таблица 22. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	37,70	62,30
ЦЭС		60,04	39,96
ЗЭС		21,10	78,90
ЮЭС		–	–
Итого по ОАО «ИЭСК»:		54,71	45,29
МЭС Сибири – филиал ПАО «ФСК ЕЭС»		100,00	0,00
КГКУ «ДКР НП»		100,00	0,00

По состоянию на 1 января 2019 года наибольшее количество сетей 500 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Центральных электрических сетях три ВЛ 500 кВ, из них 39,96 % выработали нормативный срок, 60,04 % не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 12 ВЛ 500 кВ, из них 78,90 % выработали нормативный срок, 21,10 % не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях пять ВЛ 500 кВ, из них 62,30 % выработали нормативный срок, 37,70 % не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях ВЛ 500 кВ нет.

Итого на 1 января 2019 года из 19 ВЛ 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 54,71 %.

В филиале ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири одна ВЛ 500 кВ проходящая по территории Иркутской области, не выработала нормативный срок.

Более 51 % электрических сетей 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области по состоянию на 1 января 2019 года находится за пределами нормативных сроков службы.

Таблица 23. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	37,70	62,30
ЦЭС		26,90	73,10
ВЭС		27,70	72,30
ЗЭС		32,60	67,40
ЮЭС		39,20	60,80
Итого по ОАО «ИЭСК»:		33,30	66,70
ПАО «Иркутскэнерго»		18,75	81,25
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		18,75	81,25
АО «Витимэнерго»		42,90	57,10
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		0,00	100,00
АО «Братская электросетевая компания»		66,70	33,30
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		32,50	67,50

В Северных электрических сетях 61 трансформатор напряжением 110 кВ. Из них 38 (62,3 %) выработали свой нормативный срок, 23 (37,7 %) не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 52 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 38 (73,1 %) выработали свой нормативный срок, 13 (26,9 %) не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 47 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 34 (72,3 %) выработали свой нормативный срок, 13 (27,7 %) не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 43 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 29 (67,4 %) выработали свой нормативный срок, 14 (32,6 %) не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 79 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 48 (60,8%) выработали свой нормативный срок, 31 (39,2 %) не выработали нормативный срок.

Итого на 01.01.2019 из 282 трансформатора 110 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 188 трансформаторов (66,7 %).

В ПАО «Иркутскэнерго» 48 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 39 (81,25 %) выработали свой нормативный срок, 9 (18,75 %) не выработали нормативный срок службы.

В ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» 48 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 39 (81,25 %) выработали свой нормативный срок, 9 (18,75 %) не выработали нормативный срок службы.

В АО «Витимэнерго» 16 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них восемь (50,0 %) выработали свой нормативный срок, восемь (50,0 %) не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» шесть трансформаторов напряжением 110 кВ. Все трансформаторы выработали нормативный срок.

В АО «Братская электросетевая компания» девять трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них три (33,3 %) выработали свой нормативный срок, шесть (66,7 %) не выработали нормативный срок.

В Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиале ОАО «РЖД». 120 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 81 (67,5 %) выработали свой нормативный срок, 39 (32,5 %) не выработали нормативный срок.

Таблица 24. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	23,50	76,50
ЦЭС		28,60	71,40
ЗЭС		20,00	80,00
ЮЭС		48,40	51,60
Итого по ОАО «ИЭСК»:		30,50	69,50
ПАО «Иркутскэнерго»		32,20	67,80
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		32,20	67,80
АО «Витимэнерго»		100,00	0,00
Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»		16,00	84,00

По состоянию на 1 января 2019 года наибольшее количество трансформаторов 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в сетях зоны обслуживания Центральных, Западных электрических сетей ОАО «ИЭСК», Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиале ОАО «РЖД».

В Северных электрических сетях 34 трансформатора напряжением 220 кВ. Из них 26 (76,5 %) выработали свой нормативный срок, 8 (23,5 %) не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 14 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них десять (71,4 %) выработали свой нормативный срок, четыре (28,6 %) не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях пять трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них четыре (80 %) выработали свой нормативный срок, один (20 %) выработал нормативный срок.

В Южных электрических сетях 31 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 16 (51,60 %) выработали свой нормативный срок, 15 (48,40 %) не выработали нормативный срок.

Итого на 01.01.2019 из 84 трансформаторов 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 56 трансформаторов (66,7 %).

В ПАО «Иркутскэнерго» 12 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 11 (90,9 %) выработали свой нормативный срок, 1 (0,1 %) не выработали нормативный срок.

В ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» 19 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 10 (52,63 %) выработали свой нормативный срок, 9 (47,37 %) не выработали нормативный срок.

В АО «Витимэнерго» 2 автотрансформатора напряжением 220 кВ. Их нормативный срок службы не истек.

В Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиале ОАО «РЖД» – 25 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 21 (84 %) выработали свой нормативный срок, четыре (16 %) не выработали нормативный срок.

Таблица 25. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	0,00	100,00
ЦЭС		33,30	66,70
ЗЭС		75,00	25,00
ЮЭС		100,00	0,00
Итого по ОАО «ИЭСК»:		40,90	59,10
ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»		72,76	27,24

По состоянию на 1 января 2019 года 100 % превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ наблюдается в сетях зоны обслуживания Северных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Северных электрических сетях 6 трансформаторов напряжением 500 кВ, из них 100 % выработали свой нормативный срок.

В Центральных электрических сетях девять трансформаторов напряжением 500 кВ. Из них шесть (66,7 %) выработали свой нормативный срок, три (33,3 %) не выработал нормативный срок.

В Западных электрических сетях четыре трансформатора напряжением 500 кВ. Из них один (25 %) выработал свой нормативный срок, три (75 %) не выработали свой срок.

В Южных электрических сетях три трансформатора напряжением 500 кВ, из них 100 % не выработали свой нормативный срок.

Итого на 01.01.2019 из 22 трансформаторов 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 13 трансформаторов (59,1 %).

В ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» 32 трансформатора напряжением 500 кВ. Из них девять (28,14 %) выработали свой нормативный срок, 23 (71,86 %) не выработали нормативный срок.

По состоянию на 1 января 2019 года более 67 % трансформаторов 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы.

Количество сетей и основного электрооборудования 110 кВ и выше Иркутской области с превышением нормативного срока эксплуатации 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 эксплуатации оборудования, срок эксплуатации которого превысил нормативный срок. Решение о необходимости технического перевооружения электросетевых объектов принимается в отношении каждого объекта техническое перевооружение которого обосновано соответствующими расчетами, а также в соответствии с существующей индивидуальной технической и экономической политикой эксплуатирующих организаций.

1.12.4. Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт

Потери электрической энергии при ее передаче в энергосистеме Иркутской области в 2018 году достигают 7,4% от отпуска электроэнергии в сеть (см. таблицу 2.2). При этом уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждается Министерством Энергетики Российской Федерации. Так, самый низкий норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в % от отпуска электрической энергии в сеть утвержден на 2018 год для ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» в размере 2,07%; самый высокий норматив утвержден для ОГУЭП «Облкоммунэнерго» – 16,28 % (фактический объем потерь за 2018 год составил 19,7%). Для ОАО «ИЭСК» установленный норматив составляет 5,61% (фактический объем потерь не превысил норматив). Для Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению-структурного подразделения

Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» установленный норматив составляет 4,62 % (фактический объем потерь не превысил норматив). Для АО «Братская электросетевая компания» утвержден норматив потерь в размере 12,95 %, фактический объем составил 12,74%. Для АО «Витимэнерго» норматив потерь утвержден в размере 11,49 % (фактический объем потерь составил 11,453%).

На основании анализа данных электросетевых компаний и установленных нормативов фактический уровень потерь электроэнергии при ее передаче по сетям сетевых компаний, осуществляющих передачу основного объема электроэнергии, в отчетном 2018 году не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства Энергетики Российской Федерации.

1.13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

Энергосистема Иркутской области граничит и имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с Красноярской и Бурятской энергосистемами ОЭС Сибири, а также Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока. Перечень ВЛ, обеспечивающих внешние связи энергосистемы, представлен в таблице 26.

Таблица 26. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

№ 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 Запань тяговая (С-43)	127,30
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	95,00
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-842)	62,50
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новобирюсинская – Чуноярр (С-841)	62,50
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-831)	114,80
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решоты – Новобирюсинская (С-832)	114,80
с энергосистемой республики Бурятия			
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	326,40
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	49,40
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск (МБ-273)	126,20
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	28,00
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	50,80
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан	212,00

№ п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
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	214,60
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №2	214,70
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полюсс	261,90

Пропускная способность контролируемого сечения «Красноярск – Восток» (в составе: ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №1, ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет №2, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная, ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная) составляет 2000 МВт в направлении перетока на восток.

Пропускная способность контролируемого сечения Киренга – Северобайкальск (в составе ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан, ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма) составляет 233 МВт. От Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) осуществляется электроснабжение части потребителей Бодайбинского энергорайона подключенных к РП-110 кВ Полюс (ПС 110 кВ Вернинская и ПС 110 кВ Угахан).

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

Объем потребления топлива в 2018 году на электростанциях и котельных Иркутской области составляет около 10,6 млн т у. т. Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2018 году представлена в таблице 27.

Таблица 27. Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области за отчетный год, тыс. т у. т.

Источник	Всего	в том числе:			
		уголь	мазут	газ	дрова и прочие
ТЭЦ и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	6868,6	6836,9	9,0	16,4	6,3
Электростанции промышленных предприятий	1778,8	-	12,3	-	1766,5
в том числе:					
- ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Братск	959,3	-	8,9	-	950,4
- ТЭЦ АО «Группа Илим» в г.Усть-Илимск	819,5[2]	-	3,4	-	816,1
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» г.Байкальск	53,4[3]	53,2	0,2	-	-
Котельные	1866,6[4]	803,6	171,7	15,9	875,4

[2] оценка авторов

[3] оценка авторов

[4] оценка авторов

Источник	Всего	в том числе:			
Итого (оценка)	**10567,4**	**7693,7**	**193,2**	**32,3**	**2648,2**

В 2018 году в структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь – 72,8%, значительную долю занимают прочие виды топлива – 25,1%, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий (ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске, ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске), которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий. На электростанциях промышленных предприятий основным топливом является уголь и дрова, 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 11.

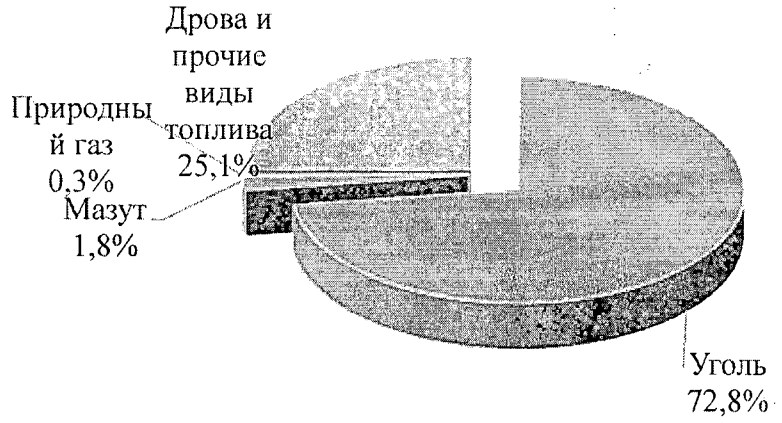


Рисунок 11 – Структура топлива на производство электрической и тепловой энергии на источниках Иркутской области в 2018 году

На источниках ПАО «Иркутскэнерго» и станции розничного рынка (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение») используется в основном уголь, его доля составляет более 99,5%, также используется незначительное количество мазута, газа и прочих топлив.

Основным потребителем топлива является ПАО «Иркутскэнерго», объем потребления которого в 2018 году составил 6868,6 тыс. т у. т. – 65,0% от общего потребления. Электростанции промышленных предприятий на производство электрической и тепловой энергии в отчетном году по оценке авторов израсходовали 1778,8 тыс. т у.т., при этом доля дров и прочих видов топлива в суммарном объеме потребляемого топлива на данном типе электростанций составила более 99,3%. Расход топлива на производство

тепловой энергии на котельных области в 2018 году по оценке авторов составил 1866,6 тыс. т у.т. В структуре потребления топлива на котельных значительную долю занимает уголь – 43,1%, на дрова и прочие виды топлива приходится 46,9%, оставшуюся часть составляют мазут и газ.

1.15. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие 5 лет, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД

Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2012-2017 годы, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД, представлен в таблицах 28–33. Единый топливно-энергетический баланс выполнен в соответствии с информацией, предоставленной в формах статистической отчетности.

Таблица 28 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2012 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	8 923,7	14 412,5		1 116,8	1 638,4	5 542,3			31 633,8
Ввоз	2 227,9	14 480,0	1 548,5				499,4		18 755,8
Вывоз	-400,0	-13 899,0	-10 120,0	-			-1 051,3		-25 470,3
Изменение запасов	-779,6	315,1	1,8		-0,3				-463,0
Потребление первичной энергии	9 971,9	15 308,6	-8 569,7	1 116,8	1 638,2	5 542,3	-551,9	-	24 456,3
Статистическое расхождение	223,6	398,9	-2,0	-	13,9	-	0,0	-108,0	526,4
Производство электрической энергии	-4 793,1	-5,0	-68,0	-123,8	-133,5	-5 542,3	7 682,4		-2 983,3
Производство тепловой энергии, в том числе	-4 303,4	-35,0	-440,9	-46,8	-1 382,1	-	-193,6	6 194,2	-207,6
Теплоэлектростанции	-3 398,8		-13,5	-37,7	-625,1		-127,9	4 044,1	-158,8
Котельные	-904,5	-35,0	-427,4	-9,2	-756,9			1 546,7	-586,4
Электрокотельные и утилизация тепла							-65,7	603,4	537,7
Преобразование топлива, в том числе	-	-14 833,4	14 082,8	-	-61,8	-	-115,4	-471,0	-1 398,9
(23.2) Производство нефтепродуктов		-14 833,4	14 082,8		-61,8		-115,4	-471,0	-1 398,9
Переработка газа							-		-
Обогащение угля									-
Собственные нужды				-459,6			-195,5		-655,1
Потери при передаче							-498,6	-538,8	-1 037,5
Конечное потребление энергетических ресурсов	651,9	36,3	5 006,3	486,6	46,9	-	6 127,3	5 292,3	17 647,6
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1,7		13,0				80,2	73,2	168,0
Промышленность	367,8	-	168,5	212,6	34,5	-	4 172,2	2 752,8	7 708,4

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Теплова я энергия	Всего
(C) Добыча полезных ископаемых	56,1		29,8	212,6			185,9	98,8	583,1
(D) Обрабатывающие производства	305,2		138,7		34,5		3 758,6	2 372,4	6 609,4
(F) Строительство	8,1		23,9				49,8	21,3	103,1
(G) Оптовая и розничная торговля и ремонт	4,3						123,6	21,1	149,1
(H) Гостиницы и рестораны								2,8	2,8
(I) Транспорт и связь	16,7	3,0	654,1	0,8			439,0	101,7	1 215,3
(M+N+O) Сфера услуг	57,8						47,1	339,9	444,9
Население	21,2		682,0	11,4	12,3		983,0	1 775,6	3 485,4
Неэнергетическое использование	153,5	3,8	3 168,1	279,3					3 604,7

Таблица 29 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2013 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Теплова я энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	8 215,3	16 297,7		1 862,8	1 491,2	5 267,2			33 134,2
Ввоз	2 678,5	14 286,0	1 327,4				554,8		18 846,6
Вывоз	-1 302,4	-14 743,4	-10 219,5	-			-601,0		-26 866,3
Изменение запасов	-672,4	80,3	-61,7		-3,1				-656,9
Потребление первичной энергии	8 918,9	15 920,6	-8 953,9	1 862,8	1 488,2	5 267,2	-46,2	-	24 457,6
Статистическое расхождение	525,2	365,6	-4,4	-	-36,0	-	-	-29,6	820,8
Производство электрической энергии	-3 701,1	-6,3	-70,6	-178,8	-125,1	-5 267,2	7 004,5		-2 344,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-4 097,8	-28,9	-525,4	-49,3	-1 276,0	-	-181,6	5 847,2	-311,8
Теплоэлектростанции	-3 060,1		-30,5	-40,1	-568,4		-121,2	3 732,2	-88,0

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Котельные	-1 037,7	-28,9	-494,9	-9,3	-707,6			1 513,2	-765,2
Электрокотельные и утилизация тепла							-60,4	601,8	541,4
Преобразование топлива, в том числе	-	-15 478,2	14 458,1	-	-55,9	-	-115,2	-461,8	-1 652,9
(23.2) Производство нефтепродуктов		-15 478,2	14 458,1		-55,9		-115,2	-461,8	-1 652,9
Переработка газа							-		-
Обогащение угля									-
Собственные нужды				-593,2			-244,8		-838,0
Потери при передаче							-481,1	-510,0	-991,1
Конечное потребление энергетических ресурсов	594,8	41,6	4 912,7	1 041,5	67,1	-	5 935,6	4 904,9	17 498,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,2		13,4				93,2	87,5	196,3
Промышленность	405,2	-	172,5	252,9	18,9	-	4 012,9	2 479,5	7 341,9
(C) Добыча полезных ископаемых	59,7		28,5	252,9			203,6	75,7	620,4
(D) Обрабатывающие производства	336,0		144,0		18,9		3 666,7	2 110,6	6 276,1
(F) Строительство	7,3		24,4				40,4	21,9	94,0
(I) Транспорт и связь	14,5	3,0	642,6	1,1			410,8	150,1	1 222,0
(M+N+O) Сфера услуг	38,0						47,4	246,5	332,0
Население	19,8		590,1	11,3	48,3		982,4	1 716,7	3 368,5
Неэнергетическое использование	87,0	29,3	3 177,5	558,0					3 851,7

Таблица 30 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2014 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Теплова я энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	7 909,6	18 600,0		2 538,8	1 580,0	5 412,0			36 040,4
Ввоз	2 746,2	14 270,0	1 390,0				578,1		18 984,3
Вывоз	-1 731,3	-16 900,0	-10 270,0	-			-848,7		-29 750,0
Изменение запасов	-860,5	-172,0	-206,0		-				-1 238,5
Потребление первичной энергии	8 064,0	15 798,0	-9 086,0	2 538,8	1 580,0	5 412,0	-270,6	-	24 036,2
Статистическое расхождение	0,0	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Производство электрической энергии	-3 280,0	-8,0	-74,0	-207,7	-130,0	-5 412,0	7 257,0		-1 854,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-3 970,0	-34,0	-560,0	-57,7	-1 310,0	-	-172,2	5 914,3	-189,6
Теплоэлектростанции	-2 880,0		-42,0	-46,2	-590,0		-115,6	3 808,6	134,8
Котельные	-1 090,0	-34,0	-518,0	-11,5	-720,0			1 500,9	-872,7
Электрокотельные и утилизация тепла							-56,6	604,8	548,2
Преобразование топлива, в том числе	-	-15 700,0	14 592,0	-	-60,0	-	-114,9	-460,7	-1 743,5
(23.2) Производство нефтепродуктов		-15 700,0	14 592,0		-60,0		-114,9	-460,7	-1 743,5
Переработка газа							-		-
Обогащение угля									-
Собственные нужды				-750,1			-244,8		-994,9
Потери при передаче							-504,3	-505,2	-1 009,5
Конечное потребление энергетических ресурсов	814,0	56,0	4 872,0	1 523,3	80,0	-	5 950,2	4 948,4	18 243,9
Сельское хозяйство, рыболовство	2,2		14,0				100,9	90,6	207,7

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Теплова я энергия	Всего
и рыбоводство									
Промышленность	427,7	-	171,0	275,8	24,0	-	3 990,9	2 502,4	7 391,8
(C) Добыча полезных ископаемых	59,7		28,0	275,8			215,3	80,2	659,0
(D) Обрабатывающие производства	356,0		143,0		24,0		3 624,3	2 125,0	6 272,3
(F) Строительство	6,0		26,0				35,7	22,3	90,0
(M+N+O) Сфера услуг	32,0						50,4	215,5	297,9
(99.9) Прочие виды деятельности	34,0						258,3	191,7	484,0
Население	24,0		590,0	11,5	56,0		1 004,9	1 768,3	3 454,8
Неэнергетическое использование	140,0	43,0	3 168,0	923,2					4 274,2

Таблица 31 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2015 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продук-ты	Природ-ный газ	Прочее твердое топлив о	Гидро-энергия и НВИЭ	Электр и-ческая энергия	Теплов ая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	7118,8	22761,2	12099,0	4518,7	3685,5	4418,5	0,0	0,0	54601,7
Ввоз	1326,0	13425,5	1676,4	0,0	0,0	0,0	1110,5	0,0	17538,4
Вывоз	-1650,3	-22705,6	-10698,1	0,0	0,0	0,0	-607,7	0,0	-35661,6
Изменение запасов	471,9	1,4	120,3	0,0	-1,5	0,0	0,0	0,0	592,0
Потребление первичной энергии	7266,3	13482,5	3197,7	4518,8	3684,0	4418,5	502,9	0,0	37070,6
Статистическое расхождение	0,0	0,0	0,0	881,1	0,0	0,0	0,0	-45,2	835,7
Производство электрической энергии	-3215,0	-3,2	-53,1	-323,7	-154,5	-4418,5	5983,0	0,0	-2185,1
Производство тепловой энергии, в т. ч.:	-3632,8	-26,4	-258,0	-20,9	-1585,5	0,0	-46,0	5137,7	-431,8
Теплоэлектростанции	-2775,2	0,0	-19,9	-2,2	-777,0	0,0	0,0	3329,5	-244,9

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продук-ты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Котельные	-857,6	-26,4	-238,1	-18,6	-808,5	0,0	0,0	1758,0	-191,1
Электрокотельные и утилизация тепла	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-46,0	50,3	4,3
Преобразование топлива, в т. ч.:	-0,3	-13425,5	-272,4	-1,8	-54,8	0,0	-55,8	-247,0	-14057,7
(23.2) Производство нефтепродуктов	0,0	-13425,5	-272,4	-1,8	-54,8	0,0	-55,8	-247,0	-14057,4
Переработка газа	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обогащение угля	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3
Собственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-245,4	0,0	-245,4
Потери при передаче	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-543,4	-341,5	-884,9
Конечное потребление энергетических ресурсов	418,3	27,4	2614,1	3291,2	1889,1	0,0	5595,2	4594,4	18429,8
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,9	0,0	108,2	0,0	8,9	0,0	98,8	70,1	286,9
Промышленность	229,0	24,2	998,3	1136,3	1829,8	0,0	3556,0	2542,3	10315,9
(C) Добыча полезных ископаемых	54,5	24,2	332,8	429,5	0,3	0,0	303,7	84,7	1229,8
(D) Обрабатывающие производства	174,5	0,0	665,4	706,8	1829,5	0,0	3252,3	2457,6	9086,1
(F) Строительство	2,3	0,0	61,3	0,0	0,0	0,0	29,4	10,0	103,0
(I) Транспорт и связь	13,9	3,2	291,1	0,0	3,5	0,0	428,4	91,7	831,8
(M+N+O) Сфера услуг	65,7	0,0	92,7	0,0	33,9	0,0	893,1	372,3	1457,7
Население	16,7	0,0	887,6	10,3	4,0	0,0	589,6	1508,0	3016,3
Неэнергетическое использование	89,7	0,0	175,0	2144,6	9,0	0,0	0,0	0,0	2418,3

Таблица 32 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2016 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продук-ты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	6904,4	26972,8	0,0	2896,7	3925,3	4595,8			45295,0
Ввоз	1863,2	13900,5	1448,2	0,0	0,0	0,0	667,6		17879,5
Вывоз	-1081,5	-26919,1	-10739,0	0,0	0,0	0,0	0,0		-38739,6
Изменение запасов	17,1	1,4	6,6	0,0	5,8	0,0	0,0		30,9
Потребление первичной энергии	7703,3	13955,6	-9284,2	2896,7	3931,1	4595,8	333,1		24131,5
Статистическое расхождение	-17,2	-1,4	-6,6	н/д	-5,8	0,0	334,5	-22,5	281,0
Производство электрической энергии	-3104,4	-2,2	-59,5	-396,9	-187,1	-4595,8	5888,1	0,0	-2457,8
Производство тепловой энергии, в т. ч.:	-3695,2	-21,2	-365,9	-20,2	-1631,8	0,0	-36,3	5534,2	-236,4
Теплоэлектростанции	-2826,1	0,0	-16,0	-2,4	-764,5			3567,9	-41,1
Котельные	-869,1	-21,2	-349,9	-17,8	-867,3			1633,4	-491,9
Электрокотельные и утилизация тепла							-36,3	332,9	296,6
Преобразование топлива, в т. ч.:	-241,7	-13900,5	13305,0	н/д	-60,2		-67,5		-966,2
(23.2) Производство нефтепродуктов		-13900,5	13305,0		-60,2		-67,5		-723,2
Переработка газа									-1,3
Обогащение угля	-241,7								-241,7
Собственные нужды							-247,3	-273,8	-521,1
Потери при передаче							-615,0	-440,6	-1055,6
Конечное потребление энергетических ресурсов	497,7	31,8	3191,8	н/д	2052,1		5699,0	4797,3	16269,6
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,8	0,0	97,5	0,0	19,4		80,6	72,8	271,1

Промышленность	254,0	24,0	1701,3	н/д	1976,1		4036,7	2654,0	10646,1
(C) Добыча полезных ископаемых	*66,2*	*24,0*	*349,6*	*н/д*	*0,3*		*315,2*	*94,7*	850,0
(D) Обрабатывающие производства	*187,8*	*0,0*	*1351,7*	*0,0*	*1975,8*		*3721,5*	*2559,2*	9796,1
(F) Строительство	1,7	0,0	79,0	н/д	0,0		34,7	7,5	122,9
(I) Транспорт и связь	16,1	7,8	277,9	0,0	2,5		474,6	78,5	857,4
(M+N+O) Сфера услуг	114,1	0,0	155,7	0,0	30,8		465,0	409,5	1175,1
Население	18,8	0,0	781,5	0,0	14,5		607,3	1575,0	2997,1
Неэнергетическое использование	92,2	0,0	98,9	н/д	8,9		0,0	0,0	200,0

Таблица 33 – Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2017 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продук-ты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	7338,3	26569,8		7433,1	1961,6	4325,4			47628,3
Ввоз	2090,5	14039,5	1386,3	0,0	0,0	0,0	1147,0		18663,3
Вывоз	-1623,5	-26530,4	-11386,5	0,0	0,0	0,0	-517,9		-40058,3
Изменение запасов	101,6	1,36	-18,2	0,0	-0,5	0,0	0,0		84,3
Потребление первичной энергии	7907,0	14080,2	-10018,4	7433,2	1961,0	4325,4	629,1		26317,6
Статистическое расхождение	295,9	0,0	0,0	-106,1	0,0	0,0	0,0	-33,54	156,3
Производство электрической энергии	-3422,3	-2,7	-76,2	-363,5	-185,5	-4325,4	6004,2	0,0	-2371,3
Производство тепловой энергии, в т. ч.:	-3644,7	-21,6	-314,0	-36,9	-1635,9		-22,6	5371,5	-304,2
Теплоэлектростанции	-2798,8	0,0	-14,9	-2,5	-1344,3			3476,6	-683,9
Котельные	-845,9	-21,6	-299,1	-34,4	-291,6			1270,5	-222,1
Электрокотельные и							-22,6	624,5	601,9

утилизация тепла									
Преобразование топлива, в т. ч.:	-143,2	-14039,5	14105,8	-1,3	-57,5		-56,3	-246,5	-438,6
(23.2) Производство нефтепродуктов		-1409,5	14105,8	-1,3	-57,5		-56,3	-246,5	-295,3
Переработка газа									
Обогащение угля	-143,2								-143,2
Собственные нужды			-444,5	-1338,6			-254,4	-133,1	-2170,5
Потери при передаче				-4450,2			-582,3	-340,5	-5372,9
Конечное потребление энергетических ресурсов	400,8	16,5	3252,8	1348,8	96,6		5717,7	4685,0	15518,3
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,2	0,0	97,1	0,0	15,5		79,1	69,7	261,6
Промышленность	215,1	13,3	1784,6	510,2	7,3		4146,4	2634,5	9311,3
(C) Добыча полезных ископаемых	*52,6*	*13,3*	*315,4*	*510,2*	*0,3*		*341,5*	*84,9*	*1318,2*
(D) Обрабатывающие производства	*162,5*	*0,0*	*1469,2*	*0,0*	*7,0*		*3804,9*	*2549,6*	*7993,1*
(F) Строительство	1,2	0,0	97,7	0,0	0,0		33,0	7,7	139,6
(I) Транспорт и связь	14,1	3,2	270,9	0,9	2,4		453,0	70,8	815,4
(M+N+O) Сфера услуг	64,1	0,0	112,3	0,0	33,8		380,7	425,1	1015,9
Население	17,9	0,0	775,9	1,4	14,5		625,5	1477,3	2912,5
Неэнергетическое использование	88,2	0,0	114,4	837,6	23,2		0,0	0,0	1063,4

РАЗДЕЛ 2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ, РАЗВИТИЕ ГЕНЕРАЦИИ, ПРОГНОЗЫ ТЕПЛО- И ТОПЛИВОПОТРЕБЛЕНИЯ

В Разделе 2 «Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области» представлены следующие разделы:

– цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области;

– прогноз спроса (потребления) электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов;

– детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистемы;

– прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований;

– перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период;

– прогноз роста генерирующих мощностей Иркутской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;

– оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период;

– анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

– предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных;

– предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования;

– прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований субъекта Российской Федерации на 5-летний период.

1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

В настоящее время Иркутская область является энергоизбыточным регионом с большим природным энергетическим потенциалом. Основным

источником генерации электроэнергии является гидроэнергетика. Кроме того, в регионе имеются большие запасы углеводородов и угля.

Несмотря на эффективную работу энергосистемы и привлекательные условия ведения бизнеса в регионе, обусловленные самой низкой стоимостью электроэнергии в стране, в дальнейшем при отсутствии соответствующих мероприятий ситуация может измениться.

В настоящее время на территории Иркутской области существуют избыточные мощности для организации поставок электрической и тепловой энергии. Это связано с внедрением за последние 20 лет 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.

В то же время, несмотря на региональную энергоизбыточность, 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, что не позволяет снизить негативное воздействие на окружающую среду существующими объектами энергетики, 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 энергоемкости внутреннего валового продукта, повышения конкурентоспособности конечной продукции, выпускаемой товаропроизводителями и обеспечения доступности энергоснабжения для потребителей.

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;

– инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

Для достижения стратегических целей 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 расширения ниши для 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 повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;

– разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, создания эффективной системы управления;

– снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших существующих и перспективных технологий.

Прогнозируемый до 2023 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме будет определяться вводом новых крупных потребителей, модернизацией и реконструкцией действующих производств.

Наиболее значимый вклад в перспективный рост электропотребления на территории энергосистемы ожидается в результате ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода.

В ближайшие годы в Братске планируется строительство электрометаллургического завода (АО «СЭМЗ»), на Братском заводе ферросплавов продолжится модернизация производства.

Значительное увеличение потребности в электрической энергии будет 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.

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.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий, а также освоение новых перспективных месторождений золота, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд Сухой Лог, существенно увеличит спрос на электрическую энергию в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах области.

Дополнительная потребность в электрической энергии будет формироваться за счет строительства жилых комплексов, в первую очередь в Иркутске, Иркутском, Ангарском и Шелеховском районах.

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

2.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по базовому варианту разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России на час собственного максимума потребления энергосистемы

Таблица 2.1.1 – Прогноз потребления электрической энергии и мощности по базовому варианту развития электроэнергетики Иркутской области

Наименование показателя	Единицы измерения	Год 2019	Год 2020	Год 2021	Год 2022	Год 2023	Год 2024
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	55 141	57 331	59 888	62 289	64 535	64 967
Среднегодовые темпы прироста	%	0,2	4,0	4,5	4,0	3,6	0,7
Максимум потребления мощности	МВт	8230	8656	9089	9231	9545	9583
Среднегодовые темпы прироста	%	0,2	5,2	5,0	1,6	3,4	0,4

Данные, указанные в таблице 2.1.1 (базовый вариант), приняты в соответствии с СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

2.2. Крупные инвестиционные проекты на территории Иркутской области

Информация в Таблицах 2.2.1-2.2.2 приведена на основании письма Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области №02-58-2160/19 от 20 марта 2019 года.

Таблица 2.2.1 – крупные инвестиционные проекты, реализуемые на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
1	Строительство деревообрабатывающего комплекса, пос.Магистральный, Казачинско-Ленский район	ООО «Евразия-леспромгрупп»	2012-2019 гг.	ТП выполнено
2	Модернизация производства АО «Группа «Илим» в Иркутской области	АО «Группа «Илим»	2016-2022 гг.	Заявка на ТУ на ТП, ТУ на ТП еще не выданы
3	Модернизация производства по глубокой переработке древесины с выпуском сушеных пиломатериалов, мебельного щита и погонажных изделий, г. Братск	ООО «Лесопромышленное предприятие «АНГАРА»	2010-2019 гг.	Заявка на получение ТУ на ТП, зона БЭСК, ТУ на ТП еще не выданы
4	Реконструкция и модернизация лесопиления на базе передовых технологий и современного оборудования, г. Братск	ООО «ДеКом»	2016-2023 гг.	ТП выполнено
5	Производство древесных гранул пеллет (переработка отходов лесопиления), г. Усолье-Сибирское	ООО «Лайм»	2018-2024 гг.	–
6	Полномасштабная разработка Верхнечонского месторождения, Катангский район, Иркутская область	ПАО «Верхнечонскнефтегаз»	2005-2050 гг.	Автономное существующее электроснабжение
7	Разработка и обустройство Ярактинского, Марковского и Даниловского нефтегазоконденсатных месторождений Усть-Кутский и Катангский районы	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2023 гг.	Автономное существующее электроснабжение, ТП выполнено. Для Ярактинского НГКМ получены ТУ на ТП (см. п. 3.3 ПС 220 кВ ЗНХ (Рассолы)
8	Разработка Ичёдинского и Большетирского нефтяных месторождений, Усть-Кутский и Катангский районы	АО «ИНК-Запад»	2018-2023 гг.	-
9	Освоение запасов углеводородного сырья на Аянском газоконденсатном месторождении, Киренский район	ООО «ИНК-НефтеГазГеология»	2018-2023	-

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
10	Освоение запасов углеводородного сырья, Усть-Кутский и Катангский районы	ООО «Тихоокеанский терминал»	2018-2023 гг.	-
11	Строительство завода газофракционирования в районе Толстого мыса г. Усть-Кута	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2044 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п. 3.3 (ПС 220 кВ Полимер) в два этапа: 1 этап – 30 МВт – 2020 год, 2 этап – 150 МВт – 2023 год
12	Строительство в Усть-Кутском районе завода полимеров производительностью 650 тыс. тонн полиэтилена в год	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2018-2044 гг.	
13	Разработка Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения	ЗАО «НК Дулисьма»	2012-2022 гг.	–
14	Модернизация нефтехимического производства АО «АНХК»	АО «Ангарская нефтехимическая компания»	2008-2022 гг.	ТП выполнено
15	Создание производства оксидов ниобия и тантала, г. Ангарск	АО «АЭХК»	2013-2021 гг.	–
16	Строительство установки по производству катализаторов риформинга и изомеризации (проект «Платина»), г. Ангарск	АО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»	2013-2019 гг.	–
17	Строительство Тайшетской Анодной фабрики, Тайшетский район	ОК «РУСАЛ»	2016-2023 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
18	Строительство Тайшетского алюминиевого завода, Тайшетский район	ОК «РУСАЛ»	2007-2020 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
19	Промышленная разработка Зашихинского редкометалльного месторождения, Нижнеудинский район.	ЗАО «Техноинвест альянс»	2012-2022 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
20	Освоение золоторудных месторождений Бодайбинского района Иркутской области	ПАО «Полюс»	2013-2020 гг.	Заявка на ТУ на ТП, ТУ на ТП еще не выданы
21	Строительство горно-обогатительного комбината «Угахан» золоторудных месторождениях «Верхний Угахан», строительство золотоизвлекательной фабрики на месторождении «Красное», Бодайбинский район	ПАО «Высочайший»	2014-2027 гг.	ГОК «Угахан» ТУ реализованы ЗИФ «Красный» Есть ТУ на ТП, см. п.3.2

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
21	Инвестиционная программа развития производственно-технической базы, Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут», г. Иркутск.	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	2016-2021 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
22	Создание и развитие особой экономической зоны туристско-рекреационного типа на территории муниципального образования Слюдянский район Иркутской области (участок «Гора Соболиная»)	Правительство Иркутской области	2010-2055 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
23	Реконструкция и техническое перевооружение завода по производству активных фармацевтических субстанций ООО «БратскХимСинтез», г. Братск	АО «Фармасинтез»	2013-2019 гг.	–
24	Модернизация производства АО «Усолье-Сибирский химфармзавод», г. Усолье-Сибирское	АО «Усолье-Сибирский химфармзавод»	2017-2020 гг.	–
25	Завод по производству диабетических тест-полосок на основе инновационной технологии карбонового напыления в городе Иркутске	ООО «МедТехСервис»	2018-2025 гг.	–
26	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 гг.	–
27	Строительство птицефермы по производству 2133 тонн мяса индейки в год в Ангарском районе Иркутской области	ООО «Индейка Приангарья»	2017-2022 гг.	–
28	Создание единого технологического фармацевтического комплекса по производству фармацевтических субстанций и готовых лекарственных средств в г. Усолье-Сибирское	ООО «Фармасинтез-Хеми»	2018-2030 гг.	–
29	Создание комплекса производств глубокой переработки древесины	ООО ПК «МДФ»	2018-2027 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3.
30	Строительство цеха по производству мороженого	ООО «Фабрика мороженого СМК»	2018-2019 гг.	–
31	Создание и эксплуатации здания радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра в г. Иркутске	Правительство Иркутской области совместно с АО «Русатом Хэлскеа»	2018-2033 гг	Есть ТУ на ТП, см. п. 3.3

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
32	Образовательный комплекс «Точка будущего» с посёлком для приемных семей	Правительство Иркутской области совместно с Благотворительным фондом помощи детям-инвалидам, сиротам и тяжелобольным «Новый дом»	2018-2019 гг.	Есть ТУ на ТП
33	Строительство мини завода по производству стальной арматуры	ООО «Усольский металлургический завод»	2019-2021 гг.	-
34	Организация предприятия по круглогодичному выращиванию овощей и зеленных в защищенном грунте	ООО ТК «Саянский»	2019-2022 гг.	Есть ТУ на Тп от 12.12.2018г.

Примечание: Инвестиционные проекты, где имеются ТУ на ТП, учитываются для анализа режимно-балансовой ситуации, а также мероприятия в соответствии с ТУ на ТП в части электрических сетей 110 кВ и выше отражены в Разделе 4. Остальные инвестиционные проекты приведены справочно и не учитываются для анализа режимно-балансовой ситуации.

Таблица 2.2.2 – крупные промышленные проекты, планируемые к реализации на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
1	Строительство участка газопровода Ковыкта-Чаянда, освоение Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	2019-2024 гг.	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 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3. (ПС 220 кВ Полимер) 150 МВт – 2023 год
3	Строительство газохимического комплекса, г. Саянск	АО «Саянскхимпласт»	2021-2030 гг.	Заявка на получение ТУ на ТП
4	Производство СПГ на Саянском ГКМ, Зиминский район	ООО «Када-НефтеГаз»	2017-2028 гг.	–

№ п/п	Наименование проекта	Инициатор (организация)	Срок реализации проекта	Наличие ТУ
5	Создание металлургического завода по производству мелкосортного проката из вторичных черных металлов, г. Усолье-Сибирское	группа инвесторов	2018-2019 гг.	–
6	Разработка и освоение золоторудного месторождения «Сухой Лог»	ООО «СЛ Золото»	определяется	Есть ТУ на ТП, см. п.3.2
7	Строительство металлургического завода в г. Братске	ЗАО «Восточно-Сибирская Металлургическая компания» (ЗАО «БМЗ»)	2014-2019 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3
8	Строительство завода по производству базальтового утеплителя, г. Шелехов	ООО «Группа Компаний Старатель»	2018-2022 гг.	Есть ТУ на ТП, см. п.3.3
9	Создание индустриального парка «Байкальский чистый продукт», Слюдянский район, г. Байкальск	ООО «Байкальский чистый продукт»	2017-2023 гг.	–
10	Размещение производства по выпуску лифтового оборудования	ОАО «Могилевлифтмаш» ООО «ИркутскЛифтСервис»	2018-2026 гг.	–
11	Строительство картонного производства в г. Усть-Илимске	АО «Группа «Илим»	2019-2022 гг.	Заявка на ТУ на ТП, ТУ на ТП еще не выданы

Примечание: Инвестиционные проекты, где имеются ТУ на ТП, учитываются для анализа режимно-балансовой ситуации, а также мероприятия в соответствии с ТУ на ТП в части электрических сетей 110 кВ и выше отражены в Разделе 3 и Разделе 4.

Остальные инвестиционные проекты приведены справочно и не учитываются для анализа режимно-балансовой ситуации.

3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума потребления энергосистемы с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

3.1. Общая детализация

В таблице 3.1 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2020-2024 годов. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском районе на 30 %, в связи с планируемой разработкой новых месторождений золота. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском энергорайоне составит 16 %.

В других энергорайонах области увеличение спроса на электроэнергию и мощность планируется в связи с подключением (увеличением потребления) следующих потребителей:

– в Усть-Илимском энергорайоне – ОАО «РЖД» и нефтеперекачивающих станций ООО «Транснефть-Восток» (НПС), ООО «ИНК»;

– в Братском энергорайоне – ОАО «РЖД», Сибирский электрометаллургический завод, НПС-1 – 3, ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»;

– в Иркутско-Черемховском энергорайоне прирост связан с ростом бытовой нагрузки (г. Иркутск, г. Ангарск), ИАЗ филиал ПАО «Корпорация Иркут».

Таблица 3.1 – Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2019-2024 годы

Энергорайон		**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Усть-Илимский энергорайон	млн. кВтч	4027	4158	4316	4519	4747	5075	5371
	МВт	654	662	686	714	750	786	816
Братский энергорайон	млн. кВт.ч	23978	25815	28074	30054	31940	32043	32112
	МВт	3019	3410	3786	3876	4155	4157	4160
Бодайбинский энергорайон	млн. кВт.ч	798	931	1066	1209	1342	1342	1342
	МВт	99	123	146	169	169	169	169
Иркутско-Черемховский энергорайон	млн. кВт.ч	21507	21596	21601	21676	21676	21676	21676
	МВт	3688	3691	3701	3701	3701	3701	3701
Тулунско-Зиминский энргорайон	млн. кВт.ч	4831	4831	4831	4831	4831	4831	4831
	МВт	770	770	770	770	770	770	770
Электропотребление, всего	**млн. кВт.ч**	**55 141**	**57 331**	**59 888**	**62 289**	**64 535**	**64 967**	**65 332**
Максимум потребления мощности (собств)	**МВт**	**8 230**	**8 656**	**9 089**	**9 231**	**9 545**	**9 583**	**9 616**

В таблице 3.2 приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области. Таблица 3.2 сформирована на основании данных потребителей, предоставивших информацию.

Таблица 3.2 – Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области, млн кВт·ч

Наименование потребителя	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	889,875	970,766	1038,678	1038,678	1871,744	1871,744
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	1452,73	1455,11	1755,32	1755,32	1755,32	1755,32
ООО «Братский завод ферросплавов»	741,08	867,30	838,46	867,58	841,04	871,11
ПАО «РУСАЛ Братск»	17221,0	17268,2	17221,0	17221,0	17221,0	17268,2
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове	7495	7495	7495	7495	7495	7495
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	980,48	1095,23	1027,2	1033,57	1047,52	1033,57
АО «Ангарский электролизный химический комбинат»	287,1	287,1	287,1	287,1	287,1	287,1
АО «Ангарский завод полимеров»	230,8	239,2	232,3	253,1	240,0	240,0
АО «Саянскхимпласт»	781,7	781,7	781,7	781,7	781,7	781,7
ООО «Компания «Востсибуголь»	184,3	190,1	193,6	196,04	198,76	198,96
ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	386,5	416,45	365,89	431,78	424,85	426,84
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут» (промзона)	139,39	136,90	143,67	150,43	152,68	154,93
АО «Усолье-Сибирский Химфармзавод»	18	18	18	18	18	18
Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	3479,344	3541,973	3605,728	3670,631	3736,702	3803,963
Тайшетский алюминиевый завод	3315	6375	12240	12240	12240	12240
ПАО «Высочайший»	124,60	156,62	156,62	156,62	156,62	156,62
ООО «Горнорудная компания «Угахан»	115,98	127,15	127,15	127,15	127,15	179,27
ООО «Красный»		30,50	89,00	108,00	120,00	120,00
ООО «Газпром добыча Иркутск»	2,2	2,2	2,2	69,6	218,5	327,3
ОАО «Тыретский солерудник»	11	11	11	11	11	11
АО «ЗДК «Лензолото»	156	143,5	142,3	140,7	134,1	133,5

Наименование потребителя	2019	2020	2021	2022	2023	2024
АО «Полюс Вернинское»	140	140	175	175	175	175
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»	583	1094	1008	987	987	987
ООО «Друза»	78,94	92,08	92,08	92,08	92,08	92,08

3.2. Бодайбинский энергорайон

Прогноз спроса на электроэнергию (мощность) Бодайбинского энергорайона по центрам питания, после ввода в эксплуатацию транзита 220 кВ «Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо» и ПС 220 кВ Мамакан, ПС 220 кВ Сухой Лог, ПС 220 кВ Дяля, ПС 220 кВ Чаянгро (на перспективу до 2024 г.) приведен в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Прогноз спроса на мощность Бодайбинского энергорайона по центрам питания (по данным АО «Витимэнерго»)

Центр питания	Тр-ры, МВА	Наименование подстанции	Сущ. Pmax (26.01.2018), МВт	Сущ. Pmax (30.09.2017), МВт	Приращ. Рмакс. по заявкам на ТП к сетям ПАО «ФСК ЕЭС», МВт	Персп. Pmax (зима), МВт	Персп. Pmax (лето), МВт
ПС 220кВ Мамакан	125 125	ПС 220 кВ Мамакан	3,1	1,2		3,1	1,2
	10 6,3	ПС 110 кВ Мараканская	1,7	6,8	–	1,7	6,8
	16 16	ПС 110 кВ Артемовская	2,9	16,4	15,65 (0,65МВт – ООО «СУЗРК»-, 15МВт – ООО «Красный»)	18,55	32,05
	2,5	ПС 110 кВ Анангра	0,15	1,0	2,05 (ООО А/С «Иркутская»)	2,2	3,05
	16 16 16	ПС 110 кВ Бодайбинская	33,2	21,9	–	33,2	21,9
Мамаканская ГЭС		ПС 110 кВ Мусковит	6,6	3,6	–	6,6	3,6
ПС 110 кВ Чаянгро	6,3	ПС 220 кВ Чаянгро	4	4	–	4	4
ПС 110 кВ Дяля	2,5	ПС 220 кВ Дяля	3,5	3,5	–	3,5	3,5
Итого			**55,2**	**58,4**	**17,7**	**72,9**	**76,1**
ПС 220 кВ Сухой Лог	10 5,6	ПС 110 кВ Вачинская	4,4	7,4	–	4,4	7,4

	16 10	ПС 110 кВ Кропоткинская	6,8	14,6	8,6 (ООО «СЛ Золото»)	6,8	14,6
	6,3 6,3	ПС 110 кВ Высочайший	12,3	14,4	10 (ПАО "Высочайший")	12,3	14,4
	16 16	ПС 110 кВ Вернинская	14,5	12,4	27,9 – разреш. Pmax (АО "Первенец")	27,9	27,9
	2,5	ПС 110 кВ Баллаганах	1	1		1	1
	10	ПС 110 кВ Светлый	0,3	0,6		0,3	0,6
	6,3	ПС 110 кВ Невский	6,2	4,3	8,402 (ООО «Друза»)	6,2	4,3
	10 10	ПС 110 кВ Перевоз	1,6	5,9	0,946 (ООО «Угахан»)	1,6	5,9
	16 16	ПС 110 кВ Угахан	14,5*	14,5*	14,5 – разреш. Pmax (ООО ГК "Угахан")	14,5	14,5
Итого			**61,6**	**75,1**	**41,348**	**102,9**	**118,5**
Всего:			**116,8**	**133,5**	**59,048**	**175,8**	**194,6**

Примечание: * – приведена разрешенная Pmax по ТУ на ТП (ООО ГК «Угахан»).

Таблица 3.4 – Заявки на технологическое присоединение потребителей к электрической сети в Бодайбинском энергорайоне (свыше 0,5 МВт)

№	Потребитель	Номер письма и дата поступления	Объект	Мощность (МВт)	Центр питания	Отнесение ПС 110кВ к центру питания
1.	ПАО «Высочайший»	№ 2691 от 16.11.2012	Техническое перевооружение горно-обогатительного комбината «Высочайший».	10	ПС 110кВ Кропоткинская	ПС 220 кВ Сухой Лог
2.	ООО «Друза» (увел.)	Вход. от 31.07.2013г с дополнением № 1/1173 от 31.07.2013г	Горно-обогатительный комбинат «Невский».	10,332 (увел. на 8,402)	ПС 110кВ Невский	ПС 220 кВ Сухой Лог
3.	ООО «СУЗРК»	Вход. № 1/889 от 17.06.2013г	Месторождение «Доголдынская Жила».	0,8 (увел. на 0,650)	ПС 110кВ Артемовская	ПС 220 кВ Мамакан
4.	ООО А/С «Иркутская» ООО «Угахан» (увел.)	Вход. № 1/1657 от 25.08.2014г	Горный участок «Ананграа»	2,35 (увел. на 2,05)	ПС 110кВ Ананграа	ПС 220 кВ Мамакан
5.	ООО «Угахан» (увел.)	Вход. № 1/1089 от 29.05.2015г	Горный участок «Предвещающий»	1,500 (увел. на 0,946)	ПС 110кВ Перевоз (ПС 35кВ	ПС 220 кВ Сухой Лог

					Предвещающий)	
6.	ООО «СЛ Золото»	№ПП-223-17 от 01.11.2017г.	Горный участок	8,6	ПС 35кВ Суходожская 2	ПС 220 кВ Сухой Лог
7.	ООО «Красный»	№143/1 от 3.11.2017г.	ГОК Красный	15	ПС 110кВ Артемовская	ПС 220кВ Мамакан

3.3. Действующие технические условия

В таблице 3.5 приведен перечень наиболее крупных (свыше 10 МВт) утвержденных технических условий на технологическое присоединение потребителей к электрической сети в Иркутской области по состоянию на начало 2019 года (по Бодайбинскому энергорайону информация приведена выше).

Таблица 3.5 – Наиболее крупные (свыше 10 МВт) утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрической сети в Иркутской области

Наименование заявителя	Рприращ. макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
ООО «ИНК» (ПС Полимер)	150	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО "ФСК ЕЭС"
ООО «ИНК» (ПС ЗНХ/Рассолы)	65	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО "ФСК ЕЭС"
ООО «Транснефть-Восток» (НПС-7)	23,3	ПС 500 кВ Усть-Кут	ПАО "ФСК ЕЭС"
ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод»	1 440	ПС 500 кВ Озерная	ОАО "ИЭСК"
ООО «Голевская ГРК» (объекты потребителя будут располагаться на территории Республики Тыва)	146	ПС 500 кВ Тулун	ОАО "ИЭСК"
АО «СЭМЗ»	90	ВЛ 220 кВ БГЭС – Заводская	ОАО "ИЭСК"
ООО «Транснефть-Восток (НПС-2)	36,6	ПС 500 кВ БПП	ОАО "ИЭСК"
ООО «Транснефть-Восток (НПС-5)	23,9	ПС 220 кВ Коршуниха	ОАО "ИЭСК"
ОАО «РЖД»	19,55	Транзит 110 кВ Тайшет – Опорная	ОАО "ИЭСК"
ОАО «РЖД»	16,15	Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха	ОАО "ИЭСК"
ОАО «РЖД»	12,75	Транзит 110 кВ Коршуниха – Лена	ОАО "ИЭСК"
ОАО «РЖД»	12,75	Транзит 220 кВ Лена – Киренга	ОАО "ИЭСК"
ОАО «РЖД»	10,2	Транзит 220 кВ Киренга – Кунерма	ОАО "ИЭСК"
ОАО ФСК «Новый Город»	41	ПС 220 кВ Малая	ОАО

Наименование заявителя	Рприращ. макс., МВт	Центр питания	Сетевая организация
		Елань	"ИЭСК"
ИАЗ – филиал ПАО "Корпорация "Иркут"	28,8	ПС 220 кВ Ново-Ленино	ОАО "ИЭСК"
АО "Электросеть" (БЗФ)	17	ПС 220 кВ Опорная	ОАО "ИЭСК"
ООО «ОК «РУСАЛ Анодная фабрика»	16	ПС 500 кВ Озерная ПС 500 кВ Тайшет	ОАО "ИЭСК"
ООО «ИНК»	11	ПС 220 кВ Лена	ОАО "ИЭСК"

Далее детализируем информацию по сетевым компаниям.

Таблица 3.6 – Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» (свыше 1 МВт)

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Открытое акционерное общество "Финансово-строительная компания "Новый город"	Комплексное освоение застраиваемой территории жилого комплекса с административно-бытовыми зданиями, социальными объектами, объектами инженерной инфраструктуры и иные объекты, Иркутская область, Иркутский район, в районе населенного пункта д. Малая Еланка	42,0	0,0	220	2	04.09.2014	24.04.2019	Шелехово
Иркутский авиационный завод- филиал ОАО "Корпорация "Иркут"	ГПП-110/6, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Новаторов, дом 3	28,8	49,0	110	2	05.05.2015	05.05.2019	Ново-Ленино

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Восток"	ПС 220/10 кВ НПС-5, Иркутская область, Нижнеилимский район, Нижнеилимское лесничество. Железногорское участковое лесничество, Илимская дача, квартал №142 (в. 15ч, 16ч, 18ч). Железногорская дача, квартал №37 (в. 1ч, 2ч, 3ч, 4ч, 8ч, 9ч, 11ч, 35ч)	23,9	0,0	220	1	11.08.2015	31.07.2019	Коршуниха
Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Восток"	ПС 220 кВ НПС-3, ПС 220 кВ НПС-2, Иркутская область, Братский район, Братское лесничество (Вихоревское участковое лесничество, Вихоревская дача, кварталы №№ 27 (вв. 23ч, 24ч, 27ч, 29ч, 31ч), 28 (вв. 25ч, 37ч)),Иркутская область, Чунский район, Чунское лесничество, Баяндаевское участковое лесническтво, Баяндаевская дача, кв. № 11 (вв. 16ч, 17ч, 31ч, 32ч, 33ч, 46ч)	52,3	15,7	220	1	11.08.2015	31.07.2019	БПП-500
Открытое акционерное общество "МеталлАктивгруп"	РП-1, Иркутская область,Черемховский район, п. Михайловка, территория бывшего огнеупорного завода ВСОЗ	3,0	3,5	6	2	26.05.2014	31.12.2019	Огнеупоры

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Акционерное общество "Иркутское региональное жилищное агентство"	многоквартирные жилые дома по ул. Пискунова в г. Иркутске. ЖК "Александрия". Блок-секции № 5, № 6, № 7., Иркутская область, г. Иркутск, ул. Пискунова, 138 (б/с 5, 6, 7, 10, 11)	1,3	0,5	6	2	07.04.2014	07.04.2019	Релейная
Дачное некоммерческое товарищество "Восточный"	ДНТ "Восточный" (143 жилыхдома), Иркутская область, Иркутский район, 15 км автодороги М 55 слева	2,1	0,0	10	3	23.06.2014	23.06.2019	Пивзавод
Общество с ограниченной ответственностью "Балтбир"	цех по розливу воды, Иркутская область, Слюдянский р-н, г. Байкальск, Промплощадка, д.2	1,0	0,0	6	3	10.09.2014	10.09.2019	БЦБК
Общество с ограниченной ответственностью "АктивЭнерго"	ПС 110/6 Печная, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, №1	1,1	10,2	110	2	30.09.2014	23.01.2019	Кировская
Общество с ограниченной ответственностью "Тексас"	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Трактовая, д. №18	1,0	0,4	6	3	27.10.2014	27.10.2019	Военный городок
Общество с ограниченной ответственностью "Строительная компания "РегионЖилСтрой"	III, IV этап и II очередь строительства группы жилых домов, Иркутская область, г. Иркутск, Куйбышевский район, ул. Сарафановская, №81	1,1	0,0	6	2	13.11.2014	12.11.2019	Рабочая
Закрытое акционерное общество "Электросеть"	ПС 110/10 кВ "ПГВ" с питающими ВЛ-110 кВ, ЦКК-1, ЦКК-2, ЦКК-3, Иркутская область, г.Братск, П 01 04 03 01	17,0	92,0	110	2	16.12.2015	16.12.2019	Опорная

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Общество с ограниченной ответственностью "АкадемияСтрой"	многоквартирные дома с автостоянками по Байкальскому тракту (ЖК "Патриот") блок-секции № 1-17, Иркутская обл., Иркутский район, 11 км Байкальского тракта	4,0	0,0	10	2	26.01.2015	26.01.2019	Березовая
Общество с ограниченной ответственностью "АкваСиб"	завод по производству питьевой бутилированной воды, Иркутская область, Слюдянский район, рабочий поселок Култук, в прибрежной зоне озера Байкал	4,9	0,0	35	2	10.06.2015	10.12.2019	БЦБК
Дачное некоммерческое товарищество "Ангарские зори"	дачные дома (232 шт.), Иркутская область, Иркутский район, 28 км Байкальского тракта, юго-восточнее садоводческого товарищества "Городское"	3,5	0,0	10	3	18.11.2015	06.02.2020	Дачная
Общество с ограниченной ответственностью "Голевская горнорудная компания"	220/35 кВ "Туманная", Республика Тыва, Тоджинский район, верховье реки Ак-Суг	146,0	0,0	220	2	28.09.2016	28.09.2020	Тулун
Закрытое акционерное общество "Сибирский Электро-Металлургический Завод"	Сибирский электрометаллургический завод, Иркутская область, город Братск, П 23 99 00 00	90,0	0,0	220	2	28.09.2016	01.02.2023	

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Семигорск", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	10,6	7,1	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Зяба", Иркутская область, Братский район, станция "Зяба"	10,3	10,9	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Кежма", Иркутская область, Братский район, станция "Кежемская"	21,3	11,3	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/35/27,5 кВ "Видим", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	33,4	17,1	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/6 кВ "Коршуниха", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	26,2	11,6	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 220/27,5/10 кВ "Кунерма", Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область, Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы	11,9	12,3	220	2	31.01.2017	31.01.2021	Киренга

Заявитель	Объект	+P, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 220 кВ "Небель", Иркутская область, Казачинско-Ленский район, вблизи разъезда Небель ВСЖД	28,5	0,0	0,22	2	22.12.2017	22.12.2021	
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 220 кВ "Чудничный", Иркутская область, Казачинско-Ленский район, вблизи разъезда Чудничный ВСЖД	35,5	0,0	0,22	2	22.12.2017	22.12.2021	
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 220/27,5/10 кВ "Звездная", Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область; Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы	10,5	2,7	220	2	17.03.2017	17.03.2021	
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Турма", Иркутская область, Братский район, станция "Турма"	1,4	12,4	110	1	31.01.2017	31.01.2021	Опорная
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Хребтовая", Иркутская область, Нижнеилимский район, станция Хребтовая	6,2	14,8	110	1	19.12.2016	19.12.2020	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/35/27,5 кВ "Ручей", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	8,5	16,5	110	2	19.12.2016	19.12.2020	Коршуниха

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/6 кВ "Усть-Кут", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	3,9	31,0	110	2	19.12.2016	19.12.2020	Коршуниха
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/35/27,5 кВ "Черная", Иркутская область, Нижнеилимский район, Усть-Кутский район, Усть-Илимский район	4,5	13,3	110	2	19.12.2016	19.12.2020	Гидростроитель
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 220/35/27,5/10 кВ "Улькан", Республика Бурятия, г. Северобайкальск, Иркутская область, Усть-Кут, Киренский, К-Ленский районы	6,8	16,3	0,22	2	19.12.2016	19.12.2020	Киренга
Общество с ограниченной ответственностью "Объединенная Компания РУСАЛ Анодная фабрика"	ВЛ 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 35 кВ Акульшет и ВЛ 35 кВ с ПС 35 кВ от РУ 35 кВ ПС 500 кВ Озерная, Иркутская область, Тайшетский район, Старо-Алзамайсткое муниципальное образование, промплощадка	16,0	0,0	10	1	10.11.2016	01.12.2019	Тайшет
Индивидуальный предприниматель Заречный Валерий Алексеевич	Цех лесопиления, Иркутская обл., Нижнеудинский район, в 70 м на юг от дома по адресу: д. Рубахина, ул. Береговая, № 123	2,0	0,7	10	3	09.01.2017	31.12.2019	Рубахино
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/35/27,5 кВ "Чуна", Иркутская область, Чунский район, станция Чуна	5,5	11,1	110	2	31.01.2017	31.01.2021	Тайшет

Заявитель	Объект	+P, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Акционерное общество "Восток Центр Иркутск"	многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями общественного назначения, трансформаторными подстанциями и подземными автостоянками, Иркутская область, Иркутский район (за микрорайоном Первомайский, жилой комплекс "Стрижи-2")	3,0	2,4	10	2	27.05.2016	29.03.2020	Мельниково
Общество с ограниченной ответственностью Строительная компания "Центральный парк"	группа жилых многоквартирных домов с офисными помещениями и подземной автопарковкой, Иркутская область, г. Иркутск (в границах улиц: Седова, 4-я Советская, 25 Октября, проезд Огарева)	1,2	0,0	10	2	26.07.2016	17.08.2020	Центральная-10
Общество с ограниченной ответственностью "Управляющая компания "Альтернатива"	КТПН № 2038 (для электроснабжения жилых домов), Иркутская область, г. Иркутск, мкр. Первомайский, ул. Мамина-Сибиряка (12/1, 12/2, 12/3, 12/4, 2, 4, 6, 8, 10)	1,0	0,8	10	2	12.10.2016	31.12.2019	Мельниково

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы"	ПС 500/220/10 кВ, Усть-Кутский район, Усть-Кутское лесничество, Осетровское участковое лесничество, Осетровская дача, кварталы №№232 (выделы 16,17,27), 233 (выделы 13,14,15,16,23,46,47,48), защитные леса	46,2	0,0	500	2	05.05.2017	05.05.2021	
Открытое акционерное общество "Российские желзные дороги"	тяговая подстанция 220 кВ "Слюдянка", Иркутская область, Слюдянский район, станция Култук	35,8	108,1	220	1	15.02.2018	15.02.2020	Шелехово
Общество с ограниченной ответственностью "РУСАЛ Тайшетский Алюминиевый завод" в лице Общества с ограниченной ответственностью "Инженерно-Строительная Компания"	КРУЭ 220 кВ Тайшетского алюминиевого завода, Иркутская область, Тайшетский район	1440,0	0,0	220	2	03.10.2017	03.10.2021	
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Огневка", Иркутская область, Братский район, станция "Огневка"	20,7	16,1	110	1	31.01.2018	31.01.2022	Опорная
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Моргудон", Иркутская область, Братский район, станция "Моргудон"	14,3	15,4	110	1	31.01.2018	31.01.2022	Опорная
Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"	тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ "Чукша", Иркутская область, Чунский район, станция Чукша	10,6	9,8	110	2	29.01.2018	29.01.2022	Тайшет

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Акционерное общество "Братская электросетевая компания"	новая ЛЭП-10 кВ от резервной ячейки 1 с.ш. ЗРУ 10 кВ и новая ЛЭП-10 кВ от резервной ячейки 2 с.ш. ЗРУ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Городская, г.Братск, ж.р,Центральный, ул.Коммунальная, 5А/1	3,0	22,1	10	2	22.08.2017	22.08.2019	Городская
Садоводческое некоммерческое товарищество "Медицинский городок"	122 садовых дома, Иркутская область, Иркутский район, в районе п. Изумрудный	1,8	0,0	0,4	3	12.04.2017	12.04.2019	Изумрудная
Общество с ограниченной ответственностью "Иркутская нефтяная компания"	УКПГ Марковского НГКМ, Иркутская область, Усть-Кутское муниципальное образование, Усть-Кутское лесничество, Марковское участковое лесничество, Марковская дача, в квартале № 416.	10,0	0,0	6	1	25.12.2017	30.11.2019	ПС 110 кВ Верхнемарково
Акционерное общество "Братская электросетевая компания"	две новые ЛЭП-10 кВ от двух резервных ячеек 1 с.ш. ЗРУ 10 кВ соответственно и две новые ЛЭП-10 кВ от двух резервных ячеек 2 с.ш. ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ "Инкубатор", г.Братск, ж.р.Энергетик	4,0	4,2	10	2	06.02.2018	06.02.2020	ПС 110 кВ Инкубатор
Областное государственное унитарное энергетическое предприятие "Облкомунэнерго"	ВЛ-35 кВ, Иркутская область,, г. Ангарск, микрорайон Китой, ул. Аптечная	4,2	0,0	35	3	30.10.2017	30.10.2019	Прибрежная

Заявитель	Объект	+P, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Общество с ограниченной ответственностью "Основа"	объект торгового назначения, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский район, ул. Мира	1,6	0,0	6	2	26.04.2017	01.11.2020	Ленино
Благотворительный фонд помощи детям-инвалидам, сиротам и тяжелобольным "Новый дом"	объект "Образовательный комплекс с поселком для приемных семей в г. Иркутск" (умная школа), Иркутская область, г. Иркутск	2,5	0,0	0,4	2	03.08.2017	03.08.2019	Приморская
Акционерное общество "Агентство развития памятников Иркутска"	объект культурного наследия регионального значения "Бани Курбатова и Русанова", Иркутская область, Кировский район, ул. Николая Гаврилова, 2	1,0	0,0	6	1	07.12.2017	31.12.2019	РК "Кировская"
Общество с ограниченной ответственностью " ЛенинГрад"	многоквартирные многоэтажные жилые дома по ул. Томсона Ленинского района г. Иркутска, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Розы Люксембург	3,3	0,0	10	2	01.12.2017	01.12.2019	Бытовая
Общество с ограниченной ответственностью "Лисиха-центр"	многоквартирные жилые дома со встроенными нежилыми помещениями, подземными автостоянками, административным блоком, детским садом. Третья очередь строительства, Жилые дома №№ 1, 2, 3, 4, 5., Иркутская область, г. Иркутск, Октябрьский район, ул. Байкальская, 236-б	1,2	1,7	10	2	09.01.2018	09.01.2019	Байкальская 10

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Общество с ограниченной ответственностью "БАЙКО"	завод по розливу воды, Иркутская область, Слюдянский район, р.п. Култук, в прибрежной зоне оз. Байкал	2,2	0,0	35	3	16.01.2018	16.01.2019	Слюдянка
Общество с ограниченной ответственностью "Монолитстрой-Иркутск"	жилой комплекс с подземной автостоянкой и административно - офисными помещениями, Иркутская область, г. Иркутск, Куйбышевский район, ул. Петрова, 18	1,6	0,0	6	2	09.02.2018	09.02.2019	Марата
Областное государственное унитарное энергетическое предприятие "Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей "Облкоммунэнерго"	ВЛ-10 кВ "Пивовариха - Горячий Ключ", Иркутская область, Иркутский район, п. Горячий Ключ	1,8	1,0	10	3	09.04.2018	09.04.2019	Пивовариха
Акционерное общество "Ангарская нефтехимическая компания"	УП-11 (об.1291) Химический завод и АО АЗП, г. Ангарск, промышленная зона АО "АНХК",, Иркутская область, г. Ангарск	1,2	182,4	110	3	31.07.2018	31.07.2019	УП-15
ООО "Московский тракт"	АБЗ (асфальтно-бетонный завод), Иркутская область, Куйтунский район, 1,4 км от ж/д переезда ст. Тулюшка+611 м на СВ	1,0	0,0	35	3	21.05.2018	21.05.2019	Майская

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Акционерное общество "Братская электросетевая компания"	существующая ВЛ-35 кВ №35-36 от 2 с.ш. РУ 35 кВ с ПС 35/6 кВ "Строительная", Иркутская область, г.Усть-Илимск, Промплощадка ЛПК	4,0	15,1	35	3	01.06.2018	01.06.2022	ПС 220 кВ №3
Общество с ограниченной ответственностью производственная компания "МДФ"	АБК РМЗ, Иркутская область, Саянск г., промузел, база стройиндустрии, квартал VII №80 А	5,0	0,0	10	3	26.09.2018	26.09.2019	Стройбаза
Кондрашов Владимир Иванович	производственно-складская база, Иркутская область, в Куйбышевском районе г. Иркутска по ул. Карпинская, 85	1,0	0,2	6	3	01.03.2018	01.03.2019	Восточная
Общество с ограниченной ответственностью "Управление энергоснабжения"	ПС 110/35/10 кВ "Стройбаза" яч.30, Иркутская область, г.Саянск, Промузел, База Стройиндустрии, квартал XVI	2,5	2,0	10	3	18.12.2018	18.12.2019	Стройбаза
Общество с ограниченной ответсвенностью "Ангара-ТимберЛайн"	деревообрабатывающий цех с мастерскими, Иркутская область, г. Иркутск, тер. Энергопоезд, 1	2,0	1,0	6	3	27.02.2018	27.02.2019	Жилкино
Акционерное общество "Братская электросетевая компания"	существующие ЛЭП-10 №877,881,883 1 с.ш. ЗРУ 10 кВ и ЛЭП-10 кВ №876,878,882 2 с.ш. ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Инкубатор, Иркутская область, г.Братск, ж.р.Энергетик	4,0	5,2	10	2	15.01.2019	15.01.2020	ПС 110 кВ Инкубатор
Сельскохозяйственное публичное акционерное общество "Белореченское"	молокозавод, Иркутская область, г. Усолье-Сибирское, ул. Бурлова, 2	2,0	0,0	10	2	31.07.2018	31.07.2019	Вокзальная
Общество с ограниченной ответственностью "РосСибТрейд"	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Аргунова, д. 129	3,2	1,0	10	3	13.04.2018	13.04.2019	Пивзавод

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Сельскохозяйственный производственный кооператив "Усольский свинокомплекс"	Колбасный цех, Иркутская область, Усольский район вблизи п. Белореченский	2,6	4,7	10	2	28.12.2018	28.12.2019	Сельхозкомплекс
Областное государственное унитарное энергетическое предприятие "Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей "Облкоммунэнерго"	ВЛ-10 кВ "ПС Пивзаводская - Смоленское ГУДП ячейка 17", Иркутская область, Иркутский район, с. Смоленщина	1,4	0,7	10	3	03.05.2018	03.05.2019	Пивзавод
Областное государственное казенное учреждение "Управление капитального строительства Иркутской области"	центр по хоккею с мячом и конькобежным видам спорта с искусственным льдом в г. Иркутске, Иркутская область, г. Иркутск, Академгородок	6,3	0,0	6	2	09.06.2018	09.06.2020	Студенческая
Общество с ограниченной ответственностью "Ресурс"	производственная база, Иркутская область, г. Иркутск, в Ленинском районе, ул. Трактовая, 18 Б	1,0	1,0	6	3	25.04.2018	25.04.2019	Военный городок
Иркутский областной суд	строящееся здание для размещения Иркутского областного суда, Иркутская обл., г. Иркутск, в Октябрьском районе по ул. Байкальская, 121	1,1	0,4	0,4	2	09.07.2018	09.07.2020	Партизанская
Общество с ограниченной ответственностью "Управляющая компания "Альтернатива"	группа жилых домов, Иркутская область, г. Иркутск, Ленинский р-н, мкр. Березовый	1,5	3,3	10	1	10.05.2018	10.05.2019	Бытовая

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Ррание прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Общество с ограниченной ответственностью "Группа компаний Старатель"	производственная база, Иркутская область, г. Шелехов, от ТП "Луговая" до участка № 15 проспекта Строителей и монтажников.	5,0	0,0	10	3	06.07.2018	06.01.2019	Луговая
Общество с ограниченной ответственностью "Байкальская Майнинговая Компания"	компьютерный дата-центр, Иркутская область, город Иркутск (Куйбышевский район, улица Баррикад, 120)	4,8	0,0	10	3	06.07.2018	06.07.2019	Восточная
Общество с ограниченной ответственностью "ДЕСС-Инвест"	многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Лызина	1,1	0,0	10	2	16.10.2018	16.10.2020	Восточная
Общество с ограниченной ответственностью "Искусственный интеллект"	центр по обработке данных, Иркутская область, Иркутский район, 7 км автодороги Иркутск-Малое Голоустное, территория ПС 110 кВ Покровская	3,0	0,0	10	3	04.02.2019	04.02.2021	Покровская
Общество с ограниченной ответственностью "Транзит"	группа многоквартирных малоэтажных домов, Иркутская область, Иркутский район, п. Березовый	1,6	4,0	10	3	02.10.2018	02.10.2019	Изумрудная
Общество с ограниченной ответственностью "СК Энергия"	многоквартирные дома с нежилыми помещениями и подземной автостоянкой, Иркутская область, город Иркутск, Куйбышевский район, улица Братская	1,4	0,7	10	2	28.01.2019	28.01.2020	Восточная

Заявитель	Объект	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Акционерное общество "РУСАТОМ ХЭЛСКЕА"	Объект здравоохранения - Здание радиологического корпуса Восточно-Сибирского онкологического центра в г. Иркутске, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Фрунзе, 32	3,2	0,0	0,4	2	29.11.2018	29.11.2020	Правобережная
Общество с ограниченной ответственностью "АктивЭнерго"	сооружения электроэнергетики (ТП № 4648 и кабельные линии), Иркутская область, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 1	1,7	0,6	10	2	20.12.2018	20.12.2019	Городская 10

Таблица 3.7 – Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ОГУЭП «Облкоммунэнерго» (свыше 670 кВт)

Заявитель	Адрес объекта	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
Байкал Девелопмент ООО	Иркутская обл., Иркутский р-н, р.п. Листвянка, ул. Горная, 21	0,755	0	10	3	16.06.2014	16.12.2019	ПС Листвянка
Анит СПК ООО	Иркутская область, Слюдянский район, г. Байкальск, мкр-н Гагарина, №217	0,804	0	6	2	25.09.2014	25.09.2019	ПС ГПП-1
Нефтехимик СНТ	Иркутская область, Усольский район, д. Старая Ясачная, территория СНТ "Нефтехимик"	0,840	2	6	3	03.10.2014	03.10.2019	ПС Малышовка
Служба муниципального хозяйства	Иркутская область, г. Ангарск, 7а микрорайон	0,714	0	6	2	22.04.2015	31.12.2019	ПС №7
КРОСТ ООО	Иркутская обл., г. Саянск, м-н 9, №11	1	0	10	2	25.09.2015	25.09.2019	ПС Ока

Заявитель	Адрес объекта	+Р, МВт	Рранее прис., МВт	U, кВ	Кат	Дата вступл. в силу	Дата оконч.	Центр питания
ООО "Медстрой"	Иркутская область, Иркутский район, р.п. Маркова	1	0	10	3	19.02.2016	19.02.2021	РП Маркова
Иркутская электросетевая компания ОАО	Иркутская область, Усольский р-н, д. Старо-Ясачная	1,096	1,535	6	3	16.03.2016	16.03.2021	ПС Малышовка
Администрация муниципального образования Слюдянский район	665904, Иркутская обл., г. Слюдянка, ул. Гранитная	0,822	0	6	2	25.06.2018	25.06.2019	ПС Рудная
Заречный Валерий Алексеевич	Иркутская обл., Нижнеудинский р-он, уч. Куряты, ул. Железнодорожная, 11А	1,16	1, 36	10	3	21.12.2018	21.12.2019	ПС ВРЗ
Шелепинь Дмитрий Викторович	Иркутская обл., Киренский р-он, с.Кривошапкино, ул.Клубная, 17 а	1,2	0	10	3	20.02.2019	20.02.2020	ПС Киренск
Стройкомплекс ЗАО	Иркутская область, г.Ангарск, 22 микрорайон, между домом №2 и домом №12 по ул. Коминтерна	0,688	0	6	2	13.03.2019	13.03.2020	ПС №4

Таблица 3.8.Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям АО «БЭСК» (свыше 1МВт).

Наименование заявителя	Приращение максимальной мощности, МВт	Центр питания 35кВ и выше	Центр питания 110кВ и выше	Сетевая организация	Примечание
Софронова Н.А.	5		ПС 220кВ № 3	АО «БЭСК»	
1.ИП Сороковиков А.В.	5		ПС 110кВ Мегет	АО «БЭСК»	
ООО «Братские электрические сети»	4		ПС 110кВ Инкубатор	АО «БЭСК»	
МКУ «ДКСР»	1		ПС 110кВ Северная	АО «БЭСК»	
1.АО «Лесогорсклес»	1 0,9 0,4	ПС 35кВ Октябрьская	ПС 110кВ Лесогорск	АО «БЭСК»	

2.ООО «Сибиряк» 3. ООО "УК ИСТ-Групп"					
1.ООО «БИО» 2.ЗАО «КАТА» 3.ООО ПИК ЛЕС	0,868 0,992 0,65	ПС 35кВ Строительная	ПС 220кВ № 3	АО «БЭСК»	
1.ООО «Братские электрические сети» 2. ООО «Братские электрические сети»	4,96 2,		ПС 110кВ Ангарстрой	АО «БЭСК»	
МБОУ СОШ № 6	1,891	ПС 35кВ Порожская	ПС 110кВ Городская	АО «БЭСК»	
ОГКУ «УКС Иркутской области»	2,85		ПС 110кВ Западная	АО «БЭСК»	
МКУ «ДКСР»	2,3		ПС 110кВ Южная	АО «БЭСК»	
АО «БЭСК»	5	Проектируемая ПС 35кВ Боково	ПС 220кВ Левобережная	ОАО «ИЭСК»	Договор №4563/18-ЮЭС от 21.02.2019г. на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» ВЛ-35кВ с ПС 35/6кВ «Боково» к эл. сетям ОАО «ИЭСК».

3.4. Прогнозное потребление максимальной мощности для крупных потребителей

Таблица 3.8 – Прогноз потребление максимальной мощности крупными промышленными потребителями Иркутской области, МВт

Наименование потребителя	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	107	113	124	124	224	224
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске						

Наименование потребителя	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ООО «Братский завод ферросплавов»						
ПАО «РУСАЛ Братск»						
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехове						
АО «Ангарская нефтехимическая компания»						
АО «Ангарский электролизный химический комбинат»						
АО «Ангарский завод полимеров»						
АО «Саянскхимпласт»						
ПАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	51	55	50	55	55	55
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут» (промзона)	30,8	30,3	31,5	32,2	32,9	33,6
Восточно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»						
Тайшетский алюминиевый завод	0	385	740	818	1089	1089
ПАО «Высочайший»	12,6	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
ООО «Горнорудная компания «Угахан»	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
ООО «Красный»	15	15	15	15	15	15
АО «ЗДК «Лензолото»						
АО «Полюс Вернинское»						
АО «Севзото»	8	8	8	8	8	8
ООО «Транснефть-Восток»	72	135	124	122	122	122
ООО «Друза»	9,01	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51

4. 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 г. 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.

Таблица 4.1 – Варианты прогноза потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн. Гкал

Показатель	Годы					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Прогноз 1						
Полезное потребление, в т.ч.:	**36,4**	**36,9**	**37,1**	**37,7**	**38,2**	**38,6**

жилищно-коммунальное хозяйство, из него:	13,6	13,9	14	14,3	14,6	14,8
население	11,2	11,4	11,5	11,7	11,9	12,1
коммунально-бытовые нужды	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
промышленность	18,1	18,2	18,3	18,5	18,7	18,8
прочие потребители	4,7	4,8	4,8	4,9	4,9	5
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	-	0,5	0,2	0,6	0,5	0,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-	1,4	0,5	1,6	1,3	1,0
Прогноз 2						
Полезное потребление, в т. ч.:	**36,4**	**37,0**	**37,6**	**38,3**	**38,8**	**39,5**
жилищно-коммунальное хозяйство, из него:	13,6	13,8	14,1	14,5	14,9	15,3
население	11,2	11,3	11,5	11,7	11,9	12,1
коммунально-бытовые нужды	2,4	2,5	2,6	2,8	3	3
промышленность	18,1	18,3	18,5	18,7	18,8	19,2
прочие потребители	4,7	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	-	0,6	0,6	0,7	0,5	0,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-	1,5	2,2	2,8	2,8	1,3

В таблице 4.1 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2019-2024 годы. Рассматривается два сценария, в основе которых различные варианты развития промышленных предприятий:

– прогноз 1 соответствует данным социально-экономического развития, положенным в основу прогноза электропотребления и мощности, приведённого в СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

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

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2024 г. увеличится по сравнению с 2019 г. на 6 % и на 8,5 % в первом и втором прогнозах соответственно (рисунок 4.1).

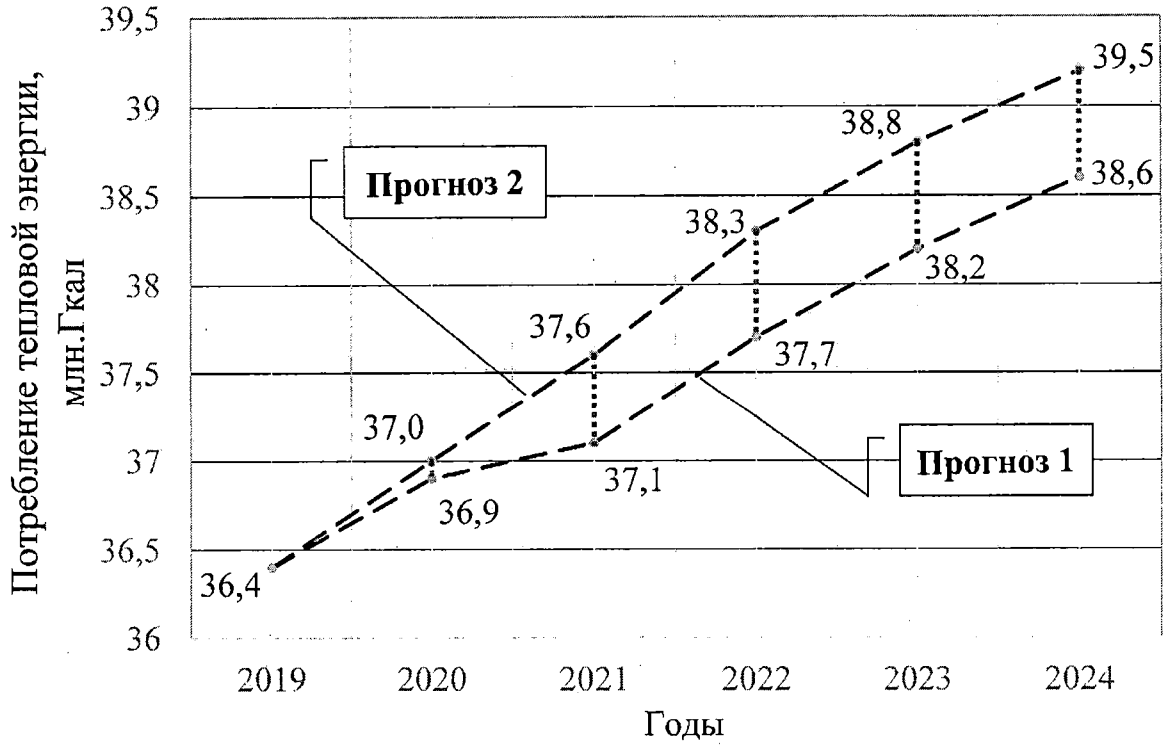


Рисунок 4.1 – Прогноз потребления тепловой энергии в Иркутской области по вариантам прогнозов

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2024 г. потребление тепловой энергии определялось исходя из долговременного прогноза численности населения области, предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение.

В связи с незначительным ростом населения потребление тепловой энергии в этом секторе будет увеличиваться за счет строительства нового жилья и объектов социальной культуры.

Рост теплопотребления в промышленном секторе к 2024 г. в прогнозе 1 составит 3,8 % и 6 % – 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 теплопотребления по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2024 года представлена в таблицах 4.2 и 4.3 для прогнозов 1 и 2 соответственно.

Таблица 4.2 – 1-ый вариант прогноза полезного теплопотребления по группам потребителей в крупных городах Иркутской области на период до 2024 года, млн. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные орган-ции	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные орган-ции	прочие потреб.
2019	**26,38**	4,21	8,47	13,70	**2019**	**6,04**	1,84	2,83	1,37
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

Продолжение таблицы 4.2

Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**0,61**	0,06	0,27	0,28	**2019**	**6**	0,86	1,75	3,39
2020	**0,62**	0,06	0,27	0,29	**2020**	**6,08**	0,87	1,78	3,43
2021	**0,64**	0,07	0,28	0,29	**2021**	**6,16**	0,89	1,80	3,47
2022	**0,65**	0,07	0,28	0,30	**2022**	**6,22**	0,92	1,82	3,48
2023	**0,65**	0,07	0,28	0,30	**2023**	**6,28**	0,96	1,84	3,49
2024	**0,65**	0,07	0,28	0,30	**2024**	**6,33**	0,98	1,86	3,49

Продолжение таблицы 4.2

Год	Усть-Илимск				Год	Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**4,99**	0,28	0,46	4,25	**2019**	**0,85**	0,14	0,62	0,09
2020	**4,99**	0,28	0,46	4,25	**2020**	**0,88**	0,14	0,63	0,11
2021	**5,04**	0,28	0,47	4,29	**2021**	**0,9**	0,14	0,63	0,13
2022	**5,08**	0,29	0,47	4,32	**2022**	**0,94**	0,15	0,64	0,15
2023	**5,12**	0,29	0,49	4,34	**2023**	**0,97**	0,15	0,65	0,17
2024	**5,15**	0,29	0,51	4,35	**2024**	**0,97**	0,15	0,65	0,17

Продолжение таблицы 4.2

Год	Железногорск-Илимский				Год	Саянск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**0,54**	0,12	0,25	0,17	**2019**	**1,53**	0,19	0,58	0,76
2020	**0,56**	0,12	0,26	0,18	**2020**	**1,56**	0,19	0,59	0,78
2021	**0,56**	0,12	0,26	0,18	**2021**	**1,59**	0,20	0,60	0,79
2022	**0,58**	0,13	0,26	0,19	**2022**	**1,61**	0,20	0,60	0,81
2023	**0,59**	0,13	0,26	0,20	**2023**	**1,61**	0,20	0,60	0,81
2024	**0,59**	0,13	0,26	0,20	**2024**	**1,61**	0,20	0,60	0,81

Продолжение таблицы 4.2

Год	Братск				Год	Черемхово			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**5,46**	0,68	1,54	3,24	**2019**	**0,36**	0,04	0,17	0,15
2020	**5,46**	0,66	1,55	3,25	**2020**	**0,36**	0,04	0,17	0,15
2021	**5,51**	0,66	1,57	3,28	**2021**	**0,38**	0,05	0,18	0,15
2022	**5,55**	0,67	1,58	3,3	**2022**	**0,39**	0,05	0,18	0,16
2023	**5,58**	0,68	1,58	3,32	**2023**	**0,40**	0,05	0,19	0,16
2024	**5,60**	0,69	1,58	3,33	**2024**	**0,40**	0,05	0,19	0,16

Таблица 4.3 – 2-ой вариант прогноза полезного теплопотребления по группам потребителей в крупных городах Иркутской области на период до 2024 года, тыс. Гкал

Год	По городам				Год	Иркутск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**26,91**	4,36	8,54	14,01	**2019**	**6,12**	1,89	2,88	1,35
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

Продолжение таблицы 4.3

Год	Шелехов				Год	Ангарск			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**0,62**	0,07	0,27	0,28	**2019**	**6,06**	0,88	1,76	3,42
2020	**0,64**	0,07	0,28	0,29	**2020**	**6,18**	0,91	1,78	3,49
2021	**0,64**	0,07	0,28	0,29	**2021**	**6,26**	0,95	1,80	3,51
2022	**0,66**	0,08	0,28	0,30	**2022**	**6,38**	0,99	1,84	3,55
2023	**0,68**	0,08	0,29	0,31	**2023**	**6,46**	1,01	1,89	3,56
2024	**0,69**	0,08	0,29	0,32	**2024**	**6,56**	1,04	1,90	3,62

Продолжение таблицы 4.3

Год	Усть-Илимск				Год	Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**5,08**	0,29	0,49	4,30	**2019**	**0,88**	0,15	0,53	0,20

2020	**5,14**	0,30	0,50	4,34	**2020**	**0,92**	0,15	0,55	0,22
2021	**5,17**	0,30	0,51	4,36	**2021**	**0,96**	0,15	0,56	0,25
2022	**5,2**	0,31	0,52	4,37	**2022**	**0,98**	0,16	0,56	0,26
2023	**5,22**	0,32	0,52	4,38	**2023**	**1,01**	0,16	0,57	0,28
2024	**5,28**	0,33	0,55	4,40	**2024**	**1,04**	0,17	0,58	0,29

Продолжение таблицы 4.3

Год	**Железногорск-Илимский**				Год	**Саянск**			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**0,57**	0,13	0,26	0,18	**2019**	**1,55**	0,2	0,59	0,76
2020	**0,59**	0,13	0,27	0,19	**2020**	**1,58**	0,2	0,60	0,78
2021	**0,59**	0,13	0,27	0,19	**2021**	**1,6**	0,21	0,60	0,79
2022	**0,61**	0,14	0,27	0,20	**2022**	**1,63**	0,21	0,61	0,81
2023	**0,63**	0,14	0,28	0,21	**2023**	**1,63**	0,21	0,61	0,81
2024	**0,63**	0,14	0,28	0,21	**2024**	**1,63**	0,21	0,61	0,81

Продолжение таблицы 4.3

Год	**Братск**				Год	**Черемхово**			
	Всего	в том числе				Всего	в том числе		
		бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.			бюджет. потреб.	жилищные организации	прочие потреб.
2019	**5,63**	0,71	1,58	3,34	**2019**	**0,4**	0,04	0,18	0,18
2020	**5,72**	0,73	1,61	3,38	**2020**	**0,47**	0,05	0,18	0,24
2021	**5,77**	0,74	1,63	3,40	**2021**	**0,52**	0,06	0,19	0,27
2022	**5,85**	0,75	1,68	3,42	**2022**	**0,56**	0,06	0,19	0,31
2023	**5,92**	0,76	1,71	3,45	**2023**	**0,59**	0,06	0,20	0,33
2024	**5,96**	0,76	1,72	3,48	**2024**	**0,59**	0,06	0,20	0,33

Наиболее теплоемкими городами Иркутской области являются Иркутск, Ангарск, Братск и Усть-Илимск. На их долю приходится порядка 3/4 от суммарного теплопотребления по области относительно 2019 г. в базовом варианте. Высокое потребление тепла в этих городах связано с расположением в них крупных теплопотребляющих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленностей.

5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

По данным ПАО «Иркутскэнерго» на участке №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1) в 2017 году было выведено из эксплуатации 4 турбоагрегата общей

установленной мощностью 87 МВт. В 2018 году был выведен из эксплуатации ТА-7 ТЭЦ-11 установленной мощностью 30 МВт.

В таблице 5.1 представлены данные по развитию генерации согласно данным СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы

Таблица 5.1 – Предложения по развитию объектов генерации

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВт/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
1.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 7 Р-24-90	24 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
2.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации 10 ПТ-25-90	25 МВт	2019	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
3.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция г/а ст.№4 рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
4.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция г/а ст.№10 рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
5.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция г/а ст.№12 рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВт/МВА)	Срок реализации	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации
6.	Иркутская ГЭС	Реконструкция 1 г/а пов.-лопаст. верт. 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2021	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы Технические условия № 2/18-ИЭСК на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Иркутской ГЭС с увеличением мощности ГГ №1, 2, 7, 8 (утверждены 15.03.2018)
7.	ТЭЦ ООО «Иркутская нефтяная компания» (16 генераторов ЗНХ)	Новый ввод	144 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ ЗНХ ООО «ИНК» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 02.10.2018. По информации ООО «ИНК» генерирующие мощности являются существующими и находящимися в эксплуатации (генерация Ярактинского НГКМ), ввод ПС 220 кВ ЗНХ (Рассолы) для подключения генерации к ЕЭС не ранее 2023 года, так как договор об осуществлении технологического присоединения еще не заключен

Таблица 5.2 – Дополнительные предложения по развитию объектов генерации (данные приведены справочно, и не учитываются в балансе электрической энергии и мощности энергосистемы Иркутской области и в расчетах электрических режимов)

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Мощность МВА	Срок реализации	Обоснование включения
1.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	Вывод из эксплуатации ТА №9 ПТ-30-90/10	30 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. демонтаж» Согласование Администрации Ангарского городского округа от 22.01.18 на вывод из эксплуатации
2.	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция г/а ст.№3 рад.-осевой 240 МВт с увеличением мощности на 10 МВт	250 МВт	2020	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. модернизация»
3.	Иркутская ГЭС	Реконструкция 2 г/а пов.-лопаст. верт. 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2021	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. модернизация» Технические условия на технологическое подключение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Иркутской ГЭС с увеличением мощности ГГ №1, 2, 7, 8
4.	Иркутская ГЭС	Реконструкция 7 г/а пов.-лопаст. верт. 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2022	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. модернизация» Технические условия на технологическое подключение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Иркутской ГЭС с увеличением мощности ГГ №1, 2, 7, 8
5.	Иркутская ГЭС	Реконструкция 8 г/а пов.-лопаст. верт. 82,8 МВт с увеличением мощности на 22,9 МВт	105,7 МВт	2023	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. модернизация» Технические условия на технологическое подключение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Иркутской ГЭС с увеличением мощности ГГ №1, 2, 7, 8

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Мощность МВА	Срок реализации	Обоснование включения
6.	Ленская ТЭЦ	Ввод Блока №1 ПГУ	230 МВт	2024	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, раздел «дополнит. вводы» Технические условия на технологическое подключение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Усть-Кутской ТЭЦ с турбогенератором ТГ-1

В части Ленской ТЭЦ, технические условия на технологическое подключение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» Усть-Кутской ТЭЦ с турбогенератором ТГ-1 от 2014 г. являются недействующими, договор технологического присоединения не заключен. При намерении осуществить технологическое присоединение Ленской ТЭЦ к электрическим сетям необходимо учитывать, что в соответствии с пунктом 10, подпункта «к», «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, в случае технологического присоединения объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт к заявке на Технологическое присоединение энергопринимающих устройств прилагается схема выдачи мощности, разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

ПАО «Иркутскэнерго» в рамках первой стадии разработки схемы выдачи мощности Ленской ТЭЦ, может выполнить актуализацию ТЭО строительства Ленская ТЭЦ, где в рамках ТЭО рассмотреть варианты схемы выдачи мощности. В качестве согласующих ТЭО субъектов рекомендуется включить АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ИЭСК».

Целесообразность строительства новой генерации в северо-восточных районах Иркутской области может быть обусловлена ростом нагрузки в указанных районах в условии нецелесообразности (неэффективности) дальнейшего усиления электрической сети посредством сооружения новых ЛЭП и ПС для передачи дополнительной мощности в энергорайон.

Потенциально возможным крупномасштабным проектом является строительство Тельмамской ГЭС в центре перспективных нагрузок в Бодайбинском районе. Тельмамская ГЭС позволит не только обеспечить мощностью потребителей, но и снять ограничения по мощности в зимний период на Мамаканской ГЭС.

Проект по строительству ГЭС был начат еще в советское время – выполнены предпроектные и проектные проработки, проведены геологические

изыскания, но в связи с прекращением финансирования и отсутствием перспектив проект был остановлен.

В 2015 г. ПАО «Иркутскэнерго» рассмотрело возможность возобновления проекта и актуализировало технико-экономическое обоснование. Установленная мощность Тельмамской ГЭС планируется на уровне 450 МВт (3 ГА по 150 МВт). Удельные инвестиции на строительство Тельмамской ГЭС без учета инфраструктурных мероприятий до 2350 долл / кВт (без НДС согласно ТЭО). Особенностью проекта является длительность строительства – до 10 лет. Одним из критериев принятия решения о целесообразности строительства Тельмамской ГЭС является возможность установления цены мощности на уровне, обеспечивающем окупаемость инвестиций.

В случае принятия решения о строительстве Тельмамской ГЭС в соответствии с п.10, пп. «к», «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, в случае технологического присоединения объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт к заявке на Технологическое присоединение энергопринимающих устройств прилагается схема выдачи мощности, разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

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

С целью выявления возможных балансовых дефицитов или избытков, определяющих требования к развитию основных электрических сетей, в соответствии с ожидаемой потребностью в мощности и электрической энергии с учетом прогнозируемых наиболее вероятных вводов мощности на электростанциях, формируется баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Иркутской области на час прохождения собственного максимума нагрузки; кроме того, отражены дополнительные вводы мощностей в рассматриваемой перспективе.

Динамика баланса мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2024 года (на основе прогноза потребления системного оператора) представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум потребления мощности	**8230**	**8656**	**9089**	**9231**	**9545**	**9583**
Установленная мощность на конец года	**13107,1**	**13257,1**	**13280,0**	**13280,0**	**13280,0**	**13280,0**
ГЭС, в том числе:	**9088,4**	**9118,4**	**9141,3**	**9141,3**	**9141,3**	**9141,3**
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» в т. ч.:	**9002,4**	**9032,4**	**9055,3**	**9055,3**	**9055,3**	**9055,3**
Иркутская ГЭС	662,4	662,4	685,3	685,3	685,3	685,3
Братская ГЭС	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0
Усть-Илимская ГЭС	3840,0	3870,0	3870,0	3870,0	3870,0	3870,0
ГЭС других ведомств, в т. ч.:	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**
Мамаканская ГЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ТЭС, в том числе:	**4018,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	**3837,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**
Иркутская ТЭЦ-6	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	54,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Иркутская ТЭЦ-10	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Электростанции и промышленных предприятий, в т. ч.:	**157,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
ТЭС ООО «Иркутская нефтяная компания»		144	144	144	144	144
Прогнозная располагаемая мощность электростанций Иркутской области	**10 265,16**	**10241,2**	**10306,2**	**10306,2**	**10306,2**	**10306,2**
ГЭС, в том числе:	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**
Иркутская ГЭС	350	350	350	350	350	350
Братская ГЭС	4188	4188	4188	4188	4188	4188
Усть-Илимская ГЭС	1854	1854	1854	1854	1854	1854
Мамаканская ГЭС	12	12	12	12	12	12
ТЭС, в том числе:	**3 861,2**	**3 837,2**	**3 902,2**	**3 902,2**	**3 902,2**	**3 902,2**
Иркутская ТЭЦ-6	260	260	260	260	260	260
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	54,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Иркутская ТЭЦ-10	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0
Иркутская ТЭЦ-11	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Усть-Илимская ТЭЦ	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	18,892	18,892	18,892	18,892	18,892	18,892
Электростанции промышленных предприятий	84,97	84,97	149,97	149,97	149,97	149,97
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	58,76	58,76	58,76	58,76	58,76	58,76
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	26,21	26,21	26,21	26,21	26,21	26,21
ТЭС ООО «Иркутская нефтяная компания»	0	0	65	65	65	65
Ограничения мощности (на час максимума нагрузки), в том числе:	**2841,9**	**3015,9**	**2973,8**	**2973,8**	**2973,8**	**2973,8**
ГЭС	2 684,4	2 714,4	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3
ТЭС	157,5	301,5	236,5	236,5	236,5	236,5

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Избыток (+) / Дефицит (-)	**2035,2**	**1585,2**	**1217,2**	**1075,2**	**761,2**	**723,2**

Баланс электрической энергии до 2024 года представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Перспективные балансы электрической энергии энергосистемы Иркутской области, млн. кВт·ч

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление	55141	57331	59888	62289	64535	64967
Покрытие (производство электрической энергии), в т. ч.:	48 320	58 405	59 448	59 782	59 998	60 375
ГЭС, в т.ч.	34 943	46 360	46 360	46 360	46 360	46 360
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	34 587	46 004	46 004	46 004	46 004	46 004
Мамаканская ГЭС	356	356	356	356	356	356
ТЭС, в т.ч.	13 376	12 045	13 088	13 422	13 638	14 015
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»	12 544	11 213	11 756	12 090	12 306	12 683
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка	832	832	1 332	1 332	1 332	1 332
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Сальдо переток электрической энергии	**6 821**	**-1 074**	**440**	**2 507**	**4 537**	**4 592**

7. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период

Расходная часть баланса электрической энергии и мощности учитывает естественный рост электропотребления существующих потребителей и появление новых энергоемких потребителей, таких как Сибирский электрометаллургический завод в Братске (ЗАО «СЭМЗ»), Тайшетский алюминиевый завод ОК «РУСАЛ», нефтеперекачивающих станций, новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе, увеличение потребления ОАО «РЖД».

Значение выработки на ТЭС изменяется незначительно, рост суммарной выработки может быть связан с ростом объема выработки ГЭС в объеме значений характерных для благоприятной гидрологической обстановки. Прогнозируемый рост электропотребления к концу 2024 года относительно 2018 года составляет 9 911 млн. кВт·ч или 18 %. Балансы электроэнергии энергосистемы Иркутской области приведены согласно материалам проекта СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг., и учитывают прием электроэнергии из соседних энергосистем в 2019г. и 2021-2024 гг. На фактическое значение сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы Иркутской области будут оказывать влияние энергоотдача Ангарского каскада ГЭС и величины участия тепловых электростанций в покрытии электропотребления ОЭС Сибири, сформированные по результатам конкурентных отборов в рынке электроэнергии

Анализ перспективных балансов мощности энергосистема Иркутской области на период 2019-2024 года показывает, что энергосистема является и остается избыточной, но величина избытка располагаемой мощности снижается с 24% от максимума потребления мощности (15% от установленной мощности) на 2019 год до 8% от максимума потребления мощности (5% от установленной мощности) на 2024 год.

8. Определение потребности электростанций и котельных генерирующих компаний Иркутской области в топливе

В таблице 8.1 представлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний и по области в целом.

Таблица 8.1 – Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний Иркутской области, тыс. т у. т.

Категория	Год						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электростанции и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	**6868,6**[5]	**6522,9**	**6055,0**	**6230,7**	**6407,7**	**6522,2**	**6722,0**
в том числе:							
уголь	6836,9	6492,8	6027,1	6201,9	6378,1	6492,1	6691,0

[5] данные форм статистической отчетности 6-ТП за 2018 год

Категория	Год						
мазут	9,0	8,5	7,9	8,2	8,4	16,1	8,8
газ	16,4	15,6	14,5	14,9	15,3	0,0	16,0
дрова и прочее	6,3	6,0	5,6	5,7	5,9	6,0	6,2
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка, всего	**1641,8**[6]	**1641,8**	**1787,2**	**1787,2**	**1787,2**	**1787,2**	**1787,2**
в том числе:							
уголь	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
мазут	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
газ	0,0	0,0	145,4	145,4	145,4	145,4	145,4
дрова и прочее	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0
Котельные, всего	**1866,6**[7]	**1872,1**	**1877,6**	**1886,7**	**1894,1**	**1894,1**	**1894,1**
в том числе:							
уголь	803,6	805,9	808,3	812,2	815,4	815,4	815,4
мазут	171,7	172,2	172,7	173,6	174,3	174,3	174,3
газ	15,9	15,9	16,0	16,0	16,1	16,1	16,1
дрова и прочее	875,4	878,0	880,6	884,9	888,3	888,3	888,3
Итого по Иркутской области	**10377,1**	**10036,7**	**9719,8**	**9904,6**	**10089,0**	**10203,5**	**10403,3**
в том числе:							
уголь	**6766,2**	**7355,7**	**6892,4**	**7071,1**	**7250,5**	**7364,5**	**7563,4**
мазут	**195,2**	**195,5**	**195,4**	**196,6**	**197,5**	**205,2**	**197,9**
газ	**32,3**	**31,5**	**175,9**	**176,3**	**176,8**	**161,5**	**177,5**
дрова и прочее	**2453,2**	**2454,0**	**2456,2**	**2460,6**	**2464,2**	**2464,3**	**2464,5**

Суммарный расход топлива по Иркутской области к 2024 году составит 10,4 млн т у.т., что 0,3% выше уровня 2018 года.

При этом в течение рассматриваемого периода с 2019 по 2024 гг. суммарный расход топлива на производство электрической и тепловой энергии увеличится на 3,7%. Общий расход угля в рассматриваемый период увеличится на 2,8% — до 7,6 млн т у. т., потребление мазута и прочих видов топлива увеличится на 1,2% и 0,4 соответственно. Значительное увеличение потребление газа за рассматриваемый период произойдет после ввода в эксплуатацию ТЭС ООО «Иркутская нефтяная компания».

В структуре суммарного потребления топлива за рассматриваемый период не предполагается значительных изменений. Доля угля в общем расходе топлива сократится на 0,6% и к 2024 году составит 72,7%. Доля природного газа за рассматриваемый период увеличится с 0,3% в 2019 году до 1,7% в 2024 году. Доли мазута и прочих твердых топлив в общем расходе топлива практически не изменятся.

В структуре потребления топлива на электростанциях и котельных ПАО «Иркутскэнерго» в период до 2024 года основным видом топлива остается уголь, доля которого к концу рассматриваемого периода составит 99,5%.

[6] оценка авторов
[7] оценка авторов

Объемы потребляемого топлива промышленными электростанциями области приняты в соответствии с уровнем последнего отчетного периода в связи с конфиденциальностью информации предприятий.

Суммарный расход топлива на котельных области за рассматриваемый период увеличится на 1,2% и к 2024 году составит 1,9 млн т у.т. В структуре топливного баланса котельных значительных изменений за рассматриваемый период не наблюдается: доля угля составит около 43,0%, доля дров и прочих видов топлива – 46,9%, доля мазута и природного газа – 9,2% и 0,9% соответственно.

8. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

С 30 июля 2010 года вступил в силу Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии. Согласно статьи 29 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года.

При разработке схем теплоснабжения следует учитывать Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области № 485-рп от 12 октября 2012 года одобрен график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями Иркутской области. В соответствии с ним до конца 2013 года схемы теплоснабжения населенных пунктов должны быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

По данным министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области на конец 2017 года разработано и утверждено 174 схемы теплоснабжения из 174-х.

Схема теплоснабжения города Иркутска до 2031 года утверждена Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 июля 2016 года № 698.

10. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с учетом максимального развития в районе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных

В соответствии с корректировкой Генеральной схемы газификации и газоснабжения Иркутской области на ее территории предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе возможно развитие газовой энергетики.

Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает возможным реализацию крупного энергетического проекта, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в Иркутской области. Этот проект направлен на строительство газовой электростанции в районе г. Усть-Кута.

В соответствии с перечнем объектов, представленном ранее в разделе 6.4.6, в Иркутской области не планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии и парогазовых технологий. В то же время в долгосрочных стратегических планах инвестпрограммы ПАО «Иркутскэнерго» запланирован ввод энергоблока 230 МВт Ленской ПГУ-ТЭС. В той же программе указаны сдерживающие факторы строительства блока, связанные с необходимостью строительства линии 500 кВ «Нижнеангарск–Таксимо» и отсутствием механизмов возврата капитала на строительство новых мощностей по аналогу с ДПМ для данного проекта.

Для г. Усть-Кута в случае подачи газа в город возможна реализация четырех вариантов развития систем централизованного теплоснабжения:

– установка блочных модульных котельных в центральной части города и автономных газовых источников в районах неблагоустроенного сектора;

– использование блочных модульных котельных с дополнительным размещением Мини-ТЭЦ;

– строительство ТЭС на площадке в районе Панихи;

– строительство газовой Ленской ТЭС на площадке в районе ручья Утопленник.

Последний вариант был рекомендован Администрацией города в качестве основного. Планируется, что газовая ТЭС будет отапливать центральную и восточную часть города, позволив закрыть 12 неэффективных котельных, большая часть из которых – мазутные.

Согласно Схеме теплоснабжения г. Усть-Кута суммарная тепловая нагрузка к 2020 г. может составить 180 Гкал/ч. При этом предусмотрены два основных варианта развития системы теплоснабжения города:

1) условно-оптимистический, с учетом строительства Ленской ТЭС и газификации существующих котельных;

2) сдержанно-пессимистический, с учетом подачи газа в перспективе и перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Организация теплоснабжения г. Усть-Кута от Ленской ТЭС и газовых котельных повысит эффективность Ленской ТЭС и позволит обеспечить качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей. Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово), оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, увеличению доли когенерационного производства энергии в регионе на базе эффективных и экологичных газовых и парогазовых технологий. При этом перевод на газ действующих ТЭЦ связан с

ограничивающими факторами (значительные инвестиции в модернизацию ТЭЦ, междтопливная конкуренция с местными углями). Поиск необходимых механизмов по компенсации/сглаживанию этих факторов должен проходить в рамках совместных рабочих групп поставщиков, потребителей газа и региональных властей.

Окончательный оптимальный вариант повышения надежности теплоснабжения потребителей города Усть-Кут должен определяться в рамках технико-экономического сравнения затрат сооружения источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла и альтернативных вариантов сооружения котельных. При этом с учетом мероприятий по электросетевому строительству, предусмотренному в проекте СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг., режимно-балансовая необходимость в строительстве Ленской ТЭЦ отсутствует

11. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появляется возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. Это может быть как перевод существующих энергоисточников на газ, так и строительство новых. При этом перевод ТЭЦ на газовое топливо следует рассматривать в среднесрочной перспективе.

Основные эффекты, достигаемые при использовании газа в качестве топлива, заключаются в следующем:

– улучшение экологических показателей;

– снижение выбросов парниковых газов, в том числе CO2;

– решение проблем с наполняемостью золоотвалов ТЭЦ и утилизации золо-шлаковых отходов.

В зоне южной газификации расположены 8 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»: Ново-Иркутская ТЭЦ, Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ. Основным топливом этих станций является каменный и бурый уголь разрезов Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский. В год потребление составляет более 7,5 млн. тонн натурального топлива. По оценке ПАО «Иркутскэнерго» при существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

Таким образом, основным сдерживающим фактором использования газа в энергетики региона является топливная конкуренция со сравнительно недорогими местными углями. Экономически целесообразная цена газа по результатам предварительного исследования должна быть ниже средних цен на газ в соседних регионах. Это связано в первую очередь со значительными

инвестициями в реконструкцию ТЭЦ при переводе на газ.

Для обеспечения экономической целесообразности проведения мероприятий по переходу к газовой энергетике как для поставщиков газа, так и для энергетических компаний, необходима координация между ними и государственной властью, в частности по привлечению дополнительных источников финансирования (государственные субсидии, налоговые льготы), пересмотру правил и методов определения тарифа на тепловую энергию с целью обеспечения и повышения рентабельности действующих ТЭЦ; поставке на объекты энергетики газа после газохимической переработки с соответствующим понижением стоимости газа.

Одним из путей развития газовой теплоэнергетики является внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройкой энергоблоков газотурбинными установками. Объединение ГТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов на ГТУ, как и непосредственную установку дорогостоящих ГТУ, что требует высоких капиталовложений, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок. По результатам укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, сделаны выводы об экономической нецелесообразности проведения медернизации действующих ТЭЦ с их переводом на парогазовый цикл путем надстройки ГТУ. Капиталовложения на перевод котлов для сжигания природного газа составляют не менее 2,5–3 млн. руб./(Гкал/ч)8, при этом капиталовложения в надстройку ГТУ по различным оценкам составляют от 750 до 850 тыс. долл./МВт. Так, например, при тарифе 0,7 руб./кВтч модернизированная ПГУ-ТЭЦ становится более экономичной по сравнению с действующей ПТУ-ТЭЦ только при стоимости газа менее 20 $/тыс.м3, что является недостижимым при существующей конъюнктуре цен на газ. К подобным выводам приводит и технико-экономическая оценка ПАО «Иркутскэнерго» по переводу Ново-Зиминской ТЭЦ на газ, по результатам которой сделано заключение о неэффективности надстройки ГТУ в условиях ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго».

Перевод угольных ТЭЦ на газ кроме положительного влияния на проект газификации региона и решения вопросов экологии способен привести к отрицательным последствиям. В первую очередь они связаны с потерями в угольной отрасли, в частности, закрытием прибыльных разрезов, проблемами при закупке угля для бытовых и коммунальных потребителей, сокращениями на угольных предприятиях и на ТЭЦ при переходе на газ, и другими последствиями. Кроме того, переход существующих ТЭЦ на газ может также привести к повышению тарифов на тепловую и электрическую энергию. В рамках проработки вопросов газификации региона целесообразно заранее

[8] Рассчитано в соответствии с показателями реализованных проектов-аналогов.

предусмотреть комплекс компенсирующих мероприятий, предотвращающих негативные последствия для социально-экономической сферы региона и обеспечивающих гармоничный переход на энергоэффективную и экологичную газовую энергетику в регионе.

Использование газа в энергетике возможно при создании новых мощностей. Однако, учитывая текущую оценку баланса потребления и производства электроэнергии, наличие резервов угольной генерации и недорогих мероприятий по их развитию, необходимость в новых газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта СИПР отсутствует.

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

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск, Иркутск, Саянск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Черемхово, Шелехов) действуют теплофикационные системы с одной или несколькими ТЭЦ. Наиболее крупные из них, действуют в Иркутске, Ангарске, Братске, Усть-Илимске, Усолье-Сибирском и Саянске. Они имеют развитые тепловые сети с радиусами теплоснабжения (расстояние по трассе от источника до конечного потребителя) до 15 км и с диаметрами головных магистралей до 1200 мм. Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

Общая протяженность тепловых сетей в Иркутской области составляет более 3900 км. Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, достигает 35%, из которых более 670 км являются ветхими. В таблице 12.1 представлены данные о протяженности и техническом состоянии тепловых сетей от котельных в крупных городах области и тех районах, где износ тепловых сетей превышает 75%.

Как видно из таблицы 12.1 состояние тепловых сетей области требует разработки программы замены и модернизации теплопроводов, предусматривающей более высокие темпы замены тепловых сетей. Кроме того, условия эксплуатации предполагают применение более современных материалов и технологий. Необходимо внедрение систем автоматики и управления в тепловых сетях и установках потребителей для организации эффективной теплогидравлической работы системы.

Почти половина тепловых сетей области (46%) принадлежит ПАО «Иркутскэнерго», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово. Эксплуатацией коммунальных теплоснабжающих систем занимаются муниципальные теплоэнергетические предприятия в крупных городах и муниципальные предприятия жилищно-коммунального хозяйства в других населенных пунктах области. Эти предприятия эксплуатируют более 1000 котельных и около 2000 км тепловых сетей.

Таблица 12.1 – Протяженность тепловых сетей котельных Иркутской области

Наименование муниципального образования	Протяженность тепловых сетей, км		
	всего	в том числе: нуждающиеся в замене	износ %
г.Саянск	76,34	0,34	73
г.Свирск	22,79	17,99	78
Казачинско-Ленский район	49,35	25,80	75
Киренский район	77,46	27,58	85
Мамско-Чуйский район	82,92	59,86	76
Ольхонский район	8,80	5,60	75
Усть-Удинский район	15,05	5,30	80

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, характерная для большинства систем теплоснабжения России. Наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией. Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к ее сверхнормативным потерям и перерасходам.

В таблице 12.2 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на перспективу до 2024 годы

Таблица 12.2 – Мероприятия по вводу и реконструкции тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на период 2019–2024 гг.

№	Наименование объекта	Годы реализации					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
г. Иркутск							
1	Закрытие котельных по ул. Баррикад, в т.ч.:						до 2027
1.1	Строительство тепловой сети от тепловой магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС Ядринцева (продолжение строителства, 2ПК+1ПК)						
1.2	Строительство НПС «Лисиха-2»						
1.3	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-23д до ТК-23д-11 с увеличением диаметра 2 этап (продолжение строителства)						

№	Наименование объекта	Годы реализации					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.4	Строительство тепломагистрали №4 «РК «Свердловская» Правый берег». Участок от э/к «Лисиха» до ТК-32Д-8* (8 этап) (продолжение строительсьва)						
2	Строительство тепловой магистрали от ТК-7Е по улице Баррикад (продолжение строительсьва), всего, в т.ч.:						до 2027
2.1	1 ПК						до 2026
2.2	2 ПК						
2.3	3 ПК						
2.4	4 ПК						
2.5	5.1 ПК						
2.6	5.2 ПК						
2.7	6 ПК						план 2026
2.8	7 ПК						план 2026
2.9	8 ПК						план 2026 – 2027
2.10	9 ПК						план 2026
2.11	10 ПК						план 2026
2.12	11 ПК						план 2026
3	Инвестиции на ЦТП, в т.ч.:						до 2027
3.1	Напольная, 90 (котельная)						
3.2	Баррикад, 159 (котельная)						
3.3	Зимняя, 6а (котельная)						
3.4	Ленская, 6 (котельная)						
3.5	Баррикад, 145 (котельная)						
3.6	Освобождения, 58 (котельная) (завод Сварщик)						
3.7	Котельная завода Стройдеталь						
3.8	Нестерова, 32 (котельная)						план 2026
3.9	Нестерова,14 (котельная)						план 2026
3.10	Радищева, 132 (котельная) (Школы 73)						план 2027
3.11	Радищева, 67 (котельная)						план 2027
3.12	Вьюжная, 2						план 2027

№	Наименование объекта	Годы реализации					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
4	Инвестиции на источник тепла (НИТЭЦ), в т.ч.:						
4.1	Техническое перевооружение паропроводов острого пара I очереди (коллектор поперечной связи)						
4.2	Техническое перевооружение БУ-6 с установкой 2-х подогревателей ОБ 1 ед. ПБ 1 ед. типа ПСВ-500-14-23, РОУ-13/3 2ед.						
4.3	Установка дополнительных РОУ 13/3 в количестве 3 шт						
4.4	Техническое перевооружение бойлерной установки ст.№1						
4.5	Установка дополнительных сетевых насосов на БУ-6 СЭ-2500 2 шт.						
5	Закрытие котельной в Зеленом, в т.ч.:						
5.1	Строительство тепловой сети на микрорайон «Зелёный»						
5.2	Реконструкция тепловой сети 6 коллектора от точки «Р» (выход из проходного канала №3 по ул. Рабочая) до ТК-7Е						
5.3	Техническое перевооружение ПНС «Топкинская»						
6	Закрытие котельных ВГТРК и 4-ая Советская, 1						
7	Мероприятия, направленные на развитие тепловых сетей для обеспечения подключения потребителей, т.ч.:						
7.1	Техническое перевооружение ПНС «Луч Аэропорта» с заменой насосного оборудования						
7.2	Реконструкция тепловой сети ТК-35Д до НПС "Релейная"						
7.3	Реконструкция тепловой сети от ТК-2 до до ТК-5П-4-3						
7.4	Реконструкция тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7*п-1, тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7п-4						
7.5	Реконструкция тепловой сети от ТК-51Д-17 до ТК-51Д- 23, от ТК-51Д-25 до ТК-51Д-27						
7.6	Реконструкция тепловой сети от ТК 67-7* до ТНС «Радужный»						
г. Ангарск							

№	Наименование объекта	Годы реализации					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
8	Реконструкция тепловой магистрали №4 от ТЭЦ-9 на участке от пав.287 в сторону неподвижной опоры НО-366						
9	Реконструкция участка №1 ТЭЦ-9 с передачей нагрузки в паре на участок ТЭЦ-9						
10	Строительство тепловой сети "Тепломагистраль ТЭЦ-10 - ЦТП в Ново-Ленино"						до 2025
г. Братск							
11	Оптимизация теплоснабжения Центрального района г.Братска со строительством 3-го ввода от ТЭЦ-6 до ЦРГК						
12	Строительство тепловой сети от 16 УТ-43						
г. Усть-Илимск							
13	Оптимизация системы теплоснабжения пос. Невон						
г. Шелехов							
14	Техническое перевооружение сетевых трубопроводов (ТЭЦ-5)						

На период реализации СиПР предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, Ангарске и Братске. Сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя определяются в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

В части развития теплосетевой инфраструктуры региона следует отметить крупный проект, связанный со строительством трубопровода тепловой сети от ТЭЦ-10 до Иркутска (проект «ЮГ») и направленный на покрытие тепловой нагрузки части потребителей города за счет мощностей ТЭЦ-10. При этом необходимо учесть, что потребуется модернизация конденсационной станции для эффективной работы по теплофикационнному графику. Проект «ЮГ» позиционируется компанией ПАО «Иркутскэнерго» как стратегический и рассматривается в качестве альтернативного варианта для развития теплоснабжения областного центра, что подтверждается Схемой теплоснабжения. На данный момент, проведенные технико-экономические оценки проекта показывают, что в рамках существующих тарифных решений он не может быть реализован при полном финансировании ПАО «Иркутскэнерго». По информации компании, региональные и муниципальные власти прорабатывают варианты софинансирования данного проекта, позволяющего частично решить проблемы, связанные с обеспечением надежного теплоснабжения потребителей с учетом роста нагрузок.

13. Предложения по реконструкции неэффективных электрокотельных Иркутской области

Всего в Иркутской области действует 162 электрокотельных суммарной мощностью около 160 Гкал/ч. Из них 55 электрокотельных до 5 Гкал/ч суммарной мощностью 57,3 Гкал/ч; в том числе 4 комбинированные электрокотельные (электроэнергия+уголь, дрова).

В последние годы наблюдается тенденция закрытия многих электрокотельных, работающих в неэффективных режимах, в первую очередь, вследствие снижения промышленной нагрузки. Так, в г. Иркутске за период 2006–2010 гг. со строительством нового коллектора тепловой сети (ТМ №4) с вантовым переходом через р. Ангара выведены из эксплуатации электрокотельные «Лисиха», «Релейная» и переведены в режим работы перекачивающих насосных станций со смешением. При этом остается в эксплуатации электрокотельная «Ново-Ленино» в качестве одного из основных источников теплоснабжения одноименного района. Электрокотельная «Бытовая», установленной тепловой мощностью 82,6 Гкал/ч выведена из эксплуатации (находится в резерве), ее тепловая нагрузка перераспределена на КСПУ.

По информации Министерства энергетики Иркутской области, в рамках перспективных проектов по модернизации существующих и вводу новых объектов теплогенерации с участием средств областного бюджета предусмотрена в том числе разработка проектно-сметной документации по переоснащению электрокотельных п. Турма Братского района, п. Березняки Нижнеилимского района, с их переводом на газ (в случае газификации области) на основе технологий блочно-модульных котельных (БМК). Всего планируется вывод из эксплуатации 12 электрокотельных. Будет продолжен вывод из эксплуатации затратных электро-, и жидкотопливных котельных (ранее, начиная с 2010 г., их количество на территории области сокращено на 100 и 20 единиц соответственно).

В частности, в п. Турма Братского района Иркутской области прорабатывается вопрос строительства БМК на древесных отходах взамен 3-х действующих энергетических источников на электричестве. Три электрокотельные, обслуживающие школу, детский сад, клуб и местную администрацию работают с невысокой экономической эффективностью. Суммарные ежегодные эксплуатационные затраты по всем действующим теплоисточникам составляют 11,62 млн.руб., затраты по электроэнергии на нужды отопления – 7,35 млн.руб. В 2018 году состоялся конкурс на разработку проекта строительства новой котельной, который выиграло ООО «Инэско» (г. Санкт-Петербург). Ожидаемый экономический эффект от реализации данного проекта должен составить 4,1 млн.руб./год. Реализация строительства новой котельной на биотопливе взамен трех существующих позволит получить не только экономический, но и социальный эффект. Объединение систем теплоснабжения освободит муниципальные учреждения образования и культуры от несвойственных им функций содержания и обслуживания котельных и сетей,

передав их профессиональным ресурсоснабжающим организациям. Повысится качество и надежность теплоснабжения на территории Турминского муниципального образования. Строительство новой котельной планируется начать в 2019 году.

Согласно Программе «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019–2024 гг., в случае реализации проекта газификации области, в районах, по территории которых планируется строительство газопровода, также планируется перевод низкоэффективных котельных, в том числе электрокотельных, на газ. Это следующие районы: Жигаловский, Усть-Удинский, Балаганский, Зиминский, Заларинский, Нукутский, Аларский, Черемховский, Усольский, Ангарский, Иркутский, Шелеховский, Усть-Кутский и Киренский. В данных районах расположены 42 муниципальные электрокотельные. При газификации указанных районов наиболее выгодно строительство и переход котельных на газовое оборудование. Однако здесь стоит отметить, что экономическая эффективность такой модернизации будет обеспечиваться лишь при благоприятных для газовых котельных соотношениях тарифов на электроэнергию и цен на газ. На этапе более определённых стоимостных оценок газового топлива потребуется проведение технико-экономического обоснования каждого предполагаемого проекта.

При переходе к газовым котельным представляется перспективной недавно появившаяся на рынке тепловой генерации технология «Терморобот», разработанная в г. Новосибирске. Особенностью котельных «Терморобот» является высокая степень автоматизации и высокий КПД (по заявлениям производителя до 86%). Данная технология набирает популярность, первые образцы таких котельных уже появились в Иркутской области. Несколько котельных эксплуатируется в Зиминском районе, рассматривается возможность установки администрация Усть-Илимского района.

Преимущества технологии «Терморобот» состоят в следующем: механизированная подача топлива в котёл, механизированное удаление шлака, автоматизированное и удалённое управление и контроль режимов работы котельной, использование обслуживающего персонала только при загрузке топлива в бункер котельной и очистке шлаковой ёмкости, использование сортированного угля, который готовится на централизованном складе. При использовании «Термороботов» существенно сокращаются затраты на оплату труда с 35 до 12%, вырастает значимость амортизации с 4 до 22%. Сравнение традиционных «ручных» технологий и «Термороботов» по критерию приведённых затрат показывает, что последние выигрывают при действительном обеспечении более высокого КПД. Кроме того, результаты показывают, что при переводе лишь одной котельной на новую технологию эффект не отмечается, т.к. сокращение эксплуатационных затрат нивелируется более высокими капиталовложениями. Наиболее выраженный эффект от применения котельных «Терморобот» наблюдается при количестве обслуживаемых котельных более 5.

В рамках перехода от элеткротельных к альтернативным технологиям тепловой генерации также целесообразно рассматривать сооружение БМК,

работающих на двух видах топлива – пеллетах и природном газе. Их использование обеспечивает высокий КПД – от 86–95% в зависимости от режимов работы. Газ и пеллеты являются экологически чистым топливом, поэтому такая комбинированная технология хорошо подходит к постепенному переходу на газ котельных основных административно–промышленных центров Иркутской области (Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово).

В таблице 13.1 представлена ориентировочная стоимость блочных модулей для котельных работающих на природном газе, пеллетах и угольной котельной «Терморобот». Из таблицы видно, что стоимость пеллетных котельных в 2–3 раза выше чем газовой и угольной котельной.

Таблица 13.1. Ориентировочная стоимость блочных модулей для котельных на различных видах топлива

№ п/п	Мощность котельной, кВт	Стоимость блок-модуля котельной, тыс. руб.		
		Пеллетная	Газовая	Угольная котельная «Терморобот»
1	100	2421	740	1263
2	150	2480	800	1393
3	200	3314	1067	1600
4	300	4270	1485	1840
5	600	8540	1866	2870
6	800	11380	2053	3404

Из выше сказанного можно сделать следующий вывод. В муниципальных образованиях, где ожидается поступление газа, наиболее выгодной будет установка БМК на природном газе. Для теплоснабжения небольшого района с нагрузкой до 3 Гкал/ч, где нет газа целесообразно использовать пеллетные котельные. При нагрузке же свыше 3 Гкал/ч наиболее выгодны в эксплуатации угольные котельные, в частности «Терморобот».

С другой стороны, в зонах повышенных экологических требований и при недоступности газа в перспективе, наиболее актуальны именно электрокотельные. Так, на сегодняшний день имеются предложения от Правительства Иркутской области по замене угольных котельных, расположенных в акватории озера Байкал, на электрокотельные. В случае приоритета экологического критерия целесообразность перевода угольных котельных на электрокотельные не вызывает сомнения. В то же время для технико-экономического обоснования таких проектов требуется создание особых льготных условий по тарифам на электроэнергию (0,2–0,6 руб./кВтч). На соответствующие запросы по решению данной проблемы со стороны Правительства Иркутской области в Федеральные органы власти были получены отказы. В данный момент рассматриваются альтернативные пути реализации данной инициативы.

РАЗДЕЛ 3. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Иркутской области с оценкой плановых значений показателя надежности оказываемых услуг территориальными распределительными организациями с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем.

1.1. Формирование перечня объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе, для приведения параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений в энергоузлах (энергорайонах) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений

Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе, для приведения параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений в энергоузлах (энергорайонах) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений приведен в таблицах 1.1 – 1.4.

Таблица 1.1 – Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу за период 2020 – 2024 годы для обеспечения технологического присоединения

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
500 кВ								
ПАО «ФСК»								
Реконструкция			501 МВА 180 Мвар					

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
1.	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 средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1х180 Мвар)	180 Мвар	-/180/-					СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Завода неорганической химии ООО «ИНК»
2.	ПС 500 кВ Усть-Кут. Реконструкция с установкой второго АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА	501 МВА	501/-/-					СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Завода неорганической химии ООО «ИНК»

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ОАО «ИЭСК»								
Новое строительство				**230 км***				
3.	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП 500 кВ.	230 км		-/-/230				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ТУ на ТП электроустановок Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод» (утверждены 25.10.2007, согласованы 25.10.2007 г.), изм. от 01.11.2010, 01.08.12, 27.01.2017
Реконструкция			**1151 МВА**	**501 МВА**				
4.	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с увеличением трансформаторной мощности на 1002 МВА (2х501 МВА) до 2004 МВА	2х501 МВА	501/-/-	501/-/-				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ТУ на ТП электроустановок Тайшетского алюминиевого завода ООО «РУСАЛ Тайшетский алюминиевый завод» (утверждены 25.10.2007, согласованы 25.10.2007 г.), изм. от 01.11.2010, 01.08.12, 27.01.2017

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
5.	ПС 500 кВ Тайшет. Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 250 МВА	250 МВА	250/-/-					СиПР ЕЭС на 2019-2025. ТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» по транзиту «Тайшет – Опорная» (утверждены 25.03.2016, согласованы 14.03.2016 г.)

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
6.	ПС 500 кВ Тулун. Реконструкция с установкой АТ-3 500/110 кВ мощностью 400 МВА	400 МВА	400/-/-					СиПР ЕЭС на 2019-2025. ИТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ООО «Голевская горнорудная компания» (утверждены 08.02.2016, согласованы 12.02.2016 г.) Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
220 кВ								
ПАО «ФСК ЕЭС»								
Новое строительство			**4 км***	**125 МВА**				
7.	ПС 220 кВ Сухой Лог (установка второго АТ)	125 МВА		125/-/-				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ТУ на ТП АО «Витимэнерго». Обеспечение возможности технологического присоединения новых потребителей ОАО «РЖД» и потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
8.	Заходы ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ ЗНХ (Рассолы)	2х2 км	-/-/4					СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения Завода неорганической химии ООО «ИНК» Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ ЗНХ ООО «ИНК» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 02.10.2018. В настоящее время на основании обращения Заявителя на согласовании в МЭС Сибири изменения №1 в ТУ в части переименования ПС ЗНХ в ПС Рассолы. По информации ООО «ИНК» ввод объекта не ранее 2023 года, так как договор об осуществлении технологического присоединения еще не заключен

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ОАО «ИЭСК»								
Новое строительство				**13 км***				
9.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1	11 км		-/-/11				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ИТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ» (ПС 220 кВ СЭМЗ с ВЛ 220 кВ для электроснабжения Электрометаллургического завода в г. Братске), согласованы 08.02.2018 г., утверждены 15.02.2018 г.; Приложение к дополнительному соглашению №4 к договору СЭС-2009-1 от 09.10.2009 г.
10.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 и №2 до ПС 220 кВ СЭМЗ	2х1 км		-/-/2				
Реконструкция								
11.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская. Реконструкция (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	–						СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств сталеплавильного завода в г. Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ООО «ИНК»								
Новое строительство			**160 МВА**			**320 МВА 16 км***		

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
12.	ПС 220 кВ Полимер	4х80 МВА				320/-/-		СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК» Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ УЗП ООО «Иркутская нефтяная компания» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 30.01.2018, с изменениями №1 от 06.08.2018 (переименование ПС УЗП в ПС ИЗП) и изменениями №2 от 08.04.2019 (переименование ПС 220 кВ ИЗП в ПС 220 кВ Полимер, выделение этапов ТП 1 этап – 30 МВт, 2 этап – 150 МВт с учетом первого). В соответствии с письмом ООО «ИНК» исх. № 0070100-ДЭ от 12.03.2019 г. ввод 2х80 МВА в 2020 и 2х80 МВА в 2023

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
13.	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер I, II цепь	2х7 км				-/-/16		СиПР ЕЭС на 2019-2025. Обеспечение возможности технологического присоединения Усть-Кутского завода полимеров ООО «ИНК» Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ УЗП ООО «Иркутская нефтяная компания» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 30.01.2018, с изменениями №1 от 06.08.2018 (переименование ПС УЗП в ПС ИЗП) и изменениями №2 от 08.04.2019 (переименование ПС 220 кВ ИЗП в ПС 220 кВ Полимер, выделение этапов ТП 1 этап – 30 МВт, 2 этап – 150 МВт с учетом первого). В соответствии с письмом ООО «ИНК» исх. № 0070100-ДЭ от 12.03.2019 г. ввод ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер I, II цепь в 2020

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
14.	ПС 220 кВ ЗНХ (Рассолы)	2х80 МВА	160/-/-					Обеспечение возможности технологического присоединения Завода неорганической химии ООО «ИНК» Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ ЗНХ ООО «ИНК» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 02.10.2018. В настоящее время на основании обращения Заявителя на согласовании в МЭС Сибири изменения №1 в ТУ в части переименования ПС ЗНХ в ПС Рассолы. По информации ООО «ИНК» ввод объекта не ранее 2023 года, так как договор об осуществлении технологического присоединения еще не заключен

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ООО «Голевская ГРК»								
Новое строительство				**662 км***				
15.	ВЛ 220 кВ Тулун - Туманная I, II цепь	2х331 км		-/-/662				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ИТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств ООО «Голевская горнорудная компания» (утверждены 08.02.2016, согласованы 12.02.2016 г.)
ПАО «Транснефть»								
Новое строительство			**50 МВА 25,963 км***					
16.	ПС 220 кВ НПС-5	2х25 МВА	50/-/-					СиПР ЕЭС на 2019-2025. ИТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» ПС 220 кВ НПС-5 ООО «Транснефть-Восток» (утверждены 27.11.2014, согласованы 18.11.2014)
17.	ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I и II цепь	13,018 км, 12,945 км	-/-/25,963					

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ООО «СЭМЗ»								
Новое строительство				**180 МВА**				
18.	ПС 220 кВ СЭМЗ	2х40 МВА, 100 МВА		180/-/-				СиПР ЕЭС на 2019-2025. ИТУ на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ЗАО «СЭМЗ» (ПС 220 кВ СЭМЗ с ВЛ 220 кВ для электроснабжения Электрометаллургического завода в г. Братске), согласованы 08.02.2018 г., утверждены 15.02.2018 г.; Приложение к дополнительному соглашению №4 к договору СЭС-2009-1 от 09.10.2009 г.

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
110 кВ								
ОАО «ИЭСК»								
Новое строительство					**16/-/-**			
19.	ПС 110 кВ Черноруд	Реконструкция (перевод на проектную схему) с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА.			16/-/-			ТУ на к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства ТП МБОУ «Чернорудская средняя общеобразовательная школа» №571/19-ВЭС от 16.04.2019. См. обоснование Раздел 3
ФКП «УЗКС МО РФ»								
Новое строительство			**20 МВА 2 км***	**32 МВА 2 км***				
20.	ПС 110 кВ ГПП (наименование ПС уточняется при проектировании)	2х10 МВА	20/-/-					Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ». Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 17.05.2019
21.	Отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная - Правобережная I и II цепь с отпайками на ПС 110 кВ ГПП	2х1 км	-/-/2					

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
22.	ПС 110 кВ Звезда	2х16 МВА		32/-/-				Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018. Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ»
23.	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	2х1 км		-/-/2				
АО «Витимэнерго»								
Новое строительство			**19,6 км***					
24.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №2	19,6 км	-/-/19,6					Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018 Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
Реконструкция			**19,6 км***					
25.	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс №1 замена провода АС-240 на АС-300	19,6 км	-/-/19,6					Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» объектов электросетевого хозяйства АО «Витимэнерго», утвержденные 15.10.2018 Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018
АО «Саянскхимпласт»								
Новое строительство				**80 МВА 2 км***				
26.	ПС 110 кВ ГПП-3 2х40 МВА	2х80 МВА		80/-/-				Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Саянскхимпласт» Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 30.01.2019
27.	Две отпаечных ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 Новозиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 Новозиминская – ГПП-2 Синяя до вновь строящейся ПС 110 кВ ГПП-3	2х1 км		-/-/2				

Примечание: 1) * – в одноцепном исполнении.

Таблица 1.2 – Перечень объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу за период 2020 – 2024 годы для устранения «узких мест»

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
500 кВ								
ОАО «ИЭСК»								
1. 1	АТ-3 ПС 500 кВ Тулун	400 МВА	400/-/-					См. обоснование Раздел 3
2. 2	АТ-3 ПС 500 кВ Тайшет	250 МВА	250/-/-					См. обоснование Раздел 3
3.	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция с заменой: • ошиновки марки АС-185/29, разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 669А при +2°С; • выключателя, разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 674А при +2°С	-/-/-					См. обоснование Раздел 3

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
220 кВ								
ПС 220 кВ Ново-Ленино								
4.	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6кВ		-/-/-				См. обоснование Раздел 3
110 кВ								
ОАО «ИЭСК»								
Реконструкция			**34 Мвар**	**10 МВА 82 Мар**	**26,3 МВА 30 Мвар 7 км***	**32 МВА 6,5 Мвар**		
5.	ПС 110 кВ Юрты	Новый ввод, реконструкция с установкой БСК 58 Мвар		-/58/-				См. обоснование Раздел 3
6.	ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда, ПС 35 кВ Усть-Уда, ПС 35 кВ Тараса (места установки БСК уточняются при проектировании)	Установка СКРМ 78 Мвар		-/24/-	-/30/-	-/6,5/-		См. обоснование Раздел 3
7.	ПС 110 кВ Жигалово	Реконструкция с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА.		10/-/-				См. обоснование Раздел 3

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
8.	ПС 110 кВ Силикатная	Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар	-/34/-					См. обоснование Раздел 3 Альтернативное мероприятие – установка БСК 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск. В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется
9.	ПС 110 кВ Макарово	2х10 МВА, 2х3,5 км			20/-/7			См. обоснование Раздел 3
10.	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	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 486 А при +18°С	-/-/-					См. обоснование Раздел 3
11.	ПС 110 кВ Карлук	Реконструкция с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА.	50/-/-					См. обоснование Раздел 3

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	2020	2021	2022	2023	2024	Примечание
			МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	МВА/Мвар/км	
ОАО «РЖД»								
Реконструкция			**20 Мвар**					
12.	ПС 110 кВ Замзор	Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар	-/20/-					См. обоснование Раздел 3 Альтернативное мероприятие установка БСК на ПС 110 кВ Силикатная. В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется
13.	ПС 110 кВ Рассоха	Замена ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 486 А при +180С	-/-/-					См. обоснование Раздел 3
АО «Витимэнерго»								
Реконструкция				16 МВА				
14.	ПС 110 кВ Артемовская	Реконструкция ПС с заменой трансформатора 10 МВА на 16 МВА		16/-/-				См. обоснование Раздел 3

Таблица 1.3 – Перечень реконструкции устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики (ССПИ) на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше*

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Основание
ОАО «ИЭСК»						
1.	ПС 500 кВ Озерная	Реализация в ЛАПНУ ПС 500 кВ Озёрная автоматической двусторонней фиксации состояния ЛЭП 500 кВ: ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная, КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная, ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1, ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2, ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1. Актуализация проектных решений для обеспечения взаимодействия АДВ ПС 500 кВ Озерная с ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири.	АДВ ПС 500 кВ Озерная 1 комплект, АДВ ПС 500 кВ Озерная 2 комплект	2019	Выполнение мероприятий, определённых проектами по созданию (модернизации) ЦСПА разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики	
2.	ПС 500 кВ Иркутская	Организация взаимодействия АДВ ПС 500 кВ Иркутская с	АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Иркутская, АДВ	2019	Выполнение мероприятий, определённых проектами по созданию (модернизации) ЦСПА	

		ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири, корректировка алгоритмов работы АДВ ПС 500 кВ Иркутская	2 комплект ПС 500 кВ Иркутская		разрабатываемыми АО «СО ЕЭС» и согласованными субъектами электроэнергетики	
3.	ПС 220 кВ Коршуниха	Установка АОСН с УВ на ОН	АОСН	2019	Исключение необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности). 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 Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Коршуниха 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 11 МВт	
4.	ПС 220 кВ Коршуниха	Установка АОПО с УВ на ОН	АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	2019	Исключение необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности). 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. Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	
ОАО «РЖД»						
5.	ПС 220 кВ Якурим	Установка комплекта КСЗ с РС Якурим – Ния	КСЗ с ТУ ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	2019	Отсутствие быстродействующих защит повышает риски нарушения электроснабжения потребителей	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125, Утвержденные ТУ на ТП В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.2019 срок реализации перенесен на 2020 год
6.	ПС 220 кВ Кунерма	Установка комплекта РЗ	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	2019	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени.	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125, Утвержденные ТУ на ТП В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.2019 срок реализации перенесен на 2020 год

7.	ПС 220 кВ Улькан	Установка комплекта РЗ	Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	2019	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125, Утвержденные ТУ на ТП В соответствии с письмом Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению от 03.04.2019 срок реализации перенесен на 2020 год
АО «Витимэнерго»						
8.	ПС 110 кВ Артемовская	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС Артемовская	–	2019-2021	Повышение селективности, чувствительности и быстродействия работы устройств РЗА и ПА на подстанциях АО «Витимэнерго». Средний срок эксплуатации РЗА составляет 35 лет*.	–
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»						
9.	ПС 110 кВ Москвит	Установка нового ОПУ, реконструкция устройств РЗА	–	2020	См. обоснование Раздел 3	

Примечание: * – Согласно «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750кВ» РД 153-34.0-35.617-2001 пункта 2.3.13. срок службы устройств РЗА на электромеханической базе составляет 25 лет.

Таблица 1.4 – Перечень реконструкции (замена оборудования) на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше без увеличения мощности

№	Наименование объекта	Мероприятие	Годы	Основание
	ОАО «ИЭСК»			
1.	Братский ПП 500 кВ	Замена ШР 500 кВ на БПП 500.	2024	Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием См. обоснование Раздел 3
2.	ПС 500 кВ Иркутская	Замена автотрансформаторов АТ-9 (фазы А, В, С)	2021-2025	1.Замена автотрансформатора в связи с неудовлетворительным техническим состоянием и недопущением возможной аварийной ситуации. 2. Отсутствие возможности регулировки напряжения на шинах 220кВ ПС Иркутская в автоматическом режиме. См. обоснование Раздел 3
3.	ПС 500 кВ Тайшет	Замена ШР 500 кВ	2022 (2024)	Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием. ШР 500 кВ типа РОДЦ-60000/500 1978 года выпуска физически изношены. Из протоколов хромотографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле данных реакторов видно, что содержание газов (окись углерода, метан, углекислый газ, этилен, этан, ацетилен) превышает предельно допустимые концентрации, наблюдается рост большинства газов.
4.	ПС 500 кВ Тулун	Замена ШР 500 кВ	2019-2022 (для Р-2-500) 2023-2024 (для Р-1-500)	Замена в связи с неудовлетворительным техническим состоянием. ШР 500 кВ типа РОДГА 55000/500 1962 года выпуска физически изношены. Из протоколов хромотографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле данных реакторов видно, что содержание газов (окись углерода, метан, углекислый газ, этилен, этан, ацетилен) превышает предельно допустимые концентрации, наблюдается рост большинства газов.

№	Наименование объекта	Мероприятие	Годы	Основание
5.	ПС 220 кВ Черемхово	реконструкция ОРУ и РЗА	2024	См. обоснование Раздел 3
6.	ПС 110 кВ Вокзальная	реконструкция ОРУ 110 кВ	2022	См. обоснование Раздел 3
7.	ПС 110 кВ Цемзавод	реконструкция ОРУ и РЗА, замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности	2022	См. обоснование Раздел 3
8.	ПС 110 кВ Центральная	реконструкция ОРУ 110 кВ	2023	См. обоснование Раздел 3
9.	ПС 110 кВ Нагорная	реконструкция ОРУ 110 кВ	2024	См. обоснование Раздел 3
10.	ПС 110 кВ Октябрьская	реконструкция ОРУ 110 кВ	2024	См. обоснование Раздел 3
11.	ПС 110 кВ Никольск	замена тр-ра Т-1 6,3 МВА на трансформатор аналогичной мощности с РПН, реконструкция ОРУ 110 кВ	2024	См. обоснование Раздел 3
12.	ПС 110 кВ Знаменка	реконструкция ОРУ 110 кВ	2022	См. обоснование Раздел 3
13.	Отпайка от ВЛ 110 кВ Кировская – Правобережная на ПС 110 кВ Рабочая	Реконструкция отпайки ВЛ 110 кВ Кировская – Правобережная на ПС 110 кВ Рабочая (замена участка ВЛ на КЛ 2х0,25 км)	2020	Вынос ВЛ 110 кВ с территории Иркутской классической мужской гимназии (выполнение п. 4 протокола совещания от 19.09.2016 №30-69-525/6 при заместителе Председателя Правительства Иркутской области Болотове Р.Н.)
	АО «Витимэнерго»			
14.	ПС 110 кВ Артемовская	Замена разъединителей 110 кВ на ПС Артемовская	2018-2021	Снижение расходов на техническое обслуживание и ремонт, замена оборудования выработавшего ресурс, а также повышение безопасности эксплуатации электрооборудования ПС 110 кВ Артемовская

№	Наименование объекта	Мероприятие	Годы	Основание
15.	ВЛ 110кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110кВ Артемовская	Реконструкция без увеличения пропускной способности участка ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110кВ Артемовская с заменой деревянных опор на металлические	2021	Реконструкция ВЛ на участке, выполненном на деревянных опорах (две параллельные ВЛ), остальная часть ВЛ от ПС 220 кВ Мамакан до опоры №140 выполнена на металлических двухцепных опорах. Замена деревянных опор на металлические позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, минимизировать время отключений, вызванных грозовыми перенапряжениями за счет монтажа грозотроса на данном участке ВЛ. Снизится время необходимое на ремонт ВЛ, затраты на эксплуатацию.

Таблица 1.5 – Перечень реконструкции (замена оборудования) на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, в связи с несоответствием отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания

№	Наименование объекта	Мероприятие	Годы	Основание
	ОАО «ИЭСК»			
1.	Братский ПП 500 кВ	Замена выключателей 500 кВ (несоответствие токам КЗ): В Р-1 В Р-2	2019	**В Р-1,** Тип «ВВМ-500Б»; Допустимый ток КЗ: 20,0 кА; I расч. КЗ (КЗ/К1)=20,38/ 15,74 кА **В Р-2,** Тип «ВВМ-500Б»; Допустимый ток КЗ: 20,0 кА; I расч. КЗ (КЗ/К1)=20,38 / 15,74 кА

№	Наименование объекта	Мероприятие	Годы	Основание
2.	ПС 220 кВ Правобережная	Замена выключателей 110 кВ (несоответствие токам КЗ): В-110 АТ-1 В-110 АТ-2 В-110 Урик А В-110 Урик Б	2019 2019 2020 2020	В-110 АТ-1, Тип «МКП-110М»; Допустимый ток КЗ:20 кА; I расч. КЗ (К3/К1)=25,9/ 24,5кА В-110 АТ-2, Тип «МКП-110М»; Допустимый ток КЗ: 20 кА I расч. КЗ (К3/К1)=25,9/ 24,5кА В-110 Урик А, Тип «МКП-110М»; Допустимый ток КЗ: 20 кА I расч. КЗ (К3/К1)=25,9/ 24,5кА В-110 Урик Б, Тип « МКП-110М»; Допустимый ток КЗ: 20 кА I расч. КЗ (К3/К1)=25,9/ 24,5кА
3.	ПС 110 кВ Южная	Замена выключателей 110 кВ (несоответствие токам КЗ): В-110 Пивзавод	2020	В-110 Пивзавод, Тип « МКП-110-1000»; Допустимый ток КЗ: 26,3 кА, I расч. КЗ (К3/К1)=28,0/ 26,5 кА
4.	ПС 110 кВ Цимлянская	Замена выключателей 110 кВ (несоответствие токам КЗ): В-110 Т-2(Т-3)	2022	В-110 Т-2 (Т-3) , Тип « МКП-110М-630»; Допустимый ток КЗ: 20 кА, I расч. КЗ (К3/К1)=23,2/ 18,8 кА
	ОАО «РЖД»			
5.	ПС 110 кВ Суховская	Замена выключателей 110 кВ (несоответствие токам КЗ): В-110 Вв А В-110 Вв Б	2019	В-110 Вв А, Тип «МКП-110М»; Допустимый ток КЗ: 18,4 кА, I расч. КЗ (К3/К1)=21,3/ 18,1 кА В-110 Вв Б, Тип «МКП-110М»; Допустимый ток КЗ: 18,4 кА, I расч. КЗ (К3/К1)=20,2/ 17,2 кА

2. Разработанные принципиальные схемы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2020-2024 годы

Перечень разработанных схем электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2019 – 2023 годы:

Карта-схема 110 – 500 кВ Иркутской области с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ филиала «ЮЭС» ОАО «ИЭСК» с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ филиала «ВЭС» ОАО «ИЭСК» с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ филиала «ЦЭС» ОАО «ИЭСК» с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ филиала «ЗЭС» ОАО «ИЭСК» с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ филиала «СЭС» ОАО «ИЭСК» с перспективой до 2024 г.;

Принципиальная схема электрических сетей 110 – 500 кВ Бодайбинского энергорайона с перспективой до 2024 г.

Разработанные схемы содержатся в Приложении к настоящему тому (листы 1 – 7).

3. Схема развития электроэнергетики региона

Разработанная карта-схема развития электроэнергетики Иркутской области содержатся в Приложении к настоящему тому.

4. Обоснование размещения устройств компенсации реактивной мощности, их тип и мощность

Таблица 4.1 – Перечень вновь вводимых СКРМ

№ п/п	Наименование объекта	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства	Примечание
1	ПС 500 кВ Озерная	800 Мвар (6 БСК, 2УШР 220 кВ)	2019	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
2	ПС 500 кВ Усть-Кут	180 Мвар	2020	Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств Завода неорганической химии ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
3	ПС 500 кВ Нижнеангарская	ШР 180 Мвар, УШР 220 кВ 2х25 Мвар	2019	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД», Завода неорганической химии ООО «ИНК»	СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы
5	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	БСК 30 Мвар	2019	См. обоснование Раздел 3	
6	ПС 110 кВ Юрты	БСК 58 Мвар	2021	См. обоснование Раздел 3	
7	ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда, ПС 35 кВ Усть-Уда, ПС 35 кВ Тараса.	БСК 12 Мвар СКРМ 24 Мвар СКРМ 30 Мвар СКРМ 6,5 Мвар	2019 2021 2022 2023	См. обоснование Раздел 3 Обеспечение возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ФКП «УЗКС МО РФ» (Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК», утвержденные 07.12.2018)	
8	ПС 110 кВ Силикатная	БСК 34 Мвар	2020	См. обоснование Раздел 3 Альтернативное мероприятие – установка БСК 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск. В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется	
9	ПС 110 кВ Замзор	БСК 20 Мвар	2020	См. обоснование Раздел 3 Альтернативное мероприятие установка БСК на ПС 110 кВ Силикатная. В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется	

№ п/п	Наименование объекта	Характеристики	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства	Примечание
10	ПС 110 кВ Нижнеудинск	БСК 20 Мвар	2020	См. обоснование Раздел 3 Альтернативное мероприятие установка БСК на ПС 110 кВ Силикатная. В случае установки АТ-3 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун установка БСК не требуется	
11	ПС 110 кВ Качуг	ШР 6,6 Мвар	2020	См. обоснование Раздел 3	
12	ПС110 кВ Усть-Орда	ШР 3,3 МВар	2021	См. обоснование Раздел 3	
13	ПС 110 кВ Баяндай	УШР 10 Мвар	2020	См. обоснование Раздел 3	
14	ПС 220 кВ Полимер	ИРМ 50 Мвар	2023	Технические условия на технологическое присоединение ПС 220 кВ УЗП ООО «Иркутская нефтяная компания» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утверждены 30.01.2018, с изменениями №1 от 06.08.2018 (переименование ПС УЗП в ПС ИЗП) и изменениями №2 от 08.04.2019 (переименование ПС ИЗП в ПС Полимер, выделение этапов ТП 1 этап – 30 МВт, 2 этап – 150 МВт с учетом первого). В соответствии с письмом ООО «ИНК» исх. № 0070100-ДЭ от 12.03.2019 г. 2 этап в 2023	
	Установка СКРМ на ПС 35 кВ Хомолхо-2	6,725Мвар	2022	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35кВ и выше АО «Витимэнерго» на 5-летний период (2018–2022)
	Установка СКРМ на ПС 35 кВ Андреевская	2,05Мвар	2023	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах	
	Установка СКРМ на ПС 35 кВ Владимирская	2,05Мвар	2023	Обеспечение допустимых уровней напряжения в послеаварийных и ремонтных режимах	

5. Анализ наличия мероприятий, предусматриваемых данной работой, в схемах территориального планирования Иркутской области и Российской Федерации

№ пп	Наименование объекта	Местоположение планируемого объекта	СиПР Иркутской области на 2020 – 2024 год	Схема территориального планирования Иркутской области	Схема территориального планирования РФ в области энергетики
Саяно-Иркутская опорная территория развития					
1.	ПС 110 кВ Зеленый Берег (2х25 МВА, 2 км)	Иркутский район	2019	+	Отсутствует
2.	ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская-Шелехово (2х40 МВА, 2 х 1 км)	Иркутский район	2019	+	Отсутствует
3.	ПС 220 кВ Слюдянка: замена трансформатора 63 МВА на 125 МВА	Слюдянский район	2019	+	Отсутствует
4.	ПС 220 кВ Светлая. Реконструкция с заменой трансформатора 63 МВА на 2х40 МВА 220/35/10 кВ	Шелеховский район	2019	Отсутствует	Отсутствует
5.	ПС 220 кВ Столбово, отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I, II цепь до ПС 220 кВ Столбово 2х40 МВА, 2х1 км	Иркутский район	2019	+	Отсутствует
6.	ПС 110/35/10 кВ Дачная. 2х25 МВА, 2х0,05 км	Иркутский район	2019	+	Отсутствует
7.	ПС 110 кВ ГПП ИАЗ	Иркутск	2019	Отсутствует	Отсутствует
Тайшето-Тулунская опорная территория развития					
8.	АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Озерная. 3х501 МВА, БСК 4х100 Мвар, УШР 2х 100 Мвар	Тайшетский район	2019, 2020, 2021	+	+
9.	ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110 кВ 250 МВА)	Тайшетский район	2020	+	Отсутствует
10.	ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ (2х4 км)	Тайшетский район	2019	+	Отсутствует
11.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад, 30 Мвар	Тайшетский район	2019	+	Отсутствует
12.	ПС 110 кВ Юрты, БСК 58 Мвар	Тайшетский район	2021	+	Отсутствует
13.	ПС 500 кВ Тулун: установка АТ 500/110 кВ	Тулунский район	2020	+	Отсутствует
14.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Тулун-Туманная	Тулунский район	2021	+	Отсутствует

№ пп	Наименование объекта	Местоположение планируемого объекта	СиПР Иркутской области на 2020 – 2024 год	Схема территориального планирования Иркутской области	Схема территориального планирования РФ в области энергетики
15.	ПС 220/110 кВ Тулун. Установка автотрансформатора с реконструкцией ОРУ-110,220 кВ	Тулунский район	Отсутствует	+	Отсутствует
16.	ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда. Установка СКРМ 78 Мвар	Осинский район, Усть-Удинский район	2019, 2021, 2022, 2023	Отсутствует	Отсутствует
Усть-Кутско-Ленская опорная территория развития					
17.	ПС 220 кВ Чудничный (2х25 МВА)	Усть - Кутский район	2019	+	
18.	ПС 500 кВ Усть-Кут. Реконструкция с установкой второго АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА, расширением на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой СКРМ 180 Мвар	Усть - Кутский район	2020	Отсутствует	Отсутствует
19.	ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Ангоя	Усть - Кутский район	2019*	+	+
20.	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян	Усть - Кутский район	2019*	Отсутствует	Отсутствует
21.	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Якурим-Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут-Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	Усть-Кутский район	2019	+	Отсутствует
22.	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей: техническое перевооружение и технологическое присоединение к сетям ОАО «ИЭСК»	Усть-Кутский район	2020	+	Отсутствует
23.	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ – Звездная-Киренга и ВЛ 220 кВ Ния-Киренга на ПС 220 кВ Небель	Казачинско-Ленский район	2019	+	Отсутствует

№ пп	Наименование объекта	Местоположение планируемого объекта	СиПР Иркутской области на 2020 – 2024 год	Схема территориального планирования Иркутской области	Схема территориального планирования РФ в области энергетики
24.	ПС 220 кВ Небель (2х25 МВА)	Казачинско-Ленский район	2019	Отсутствует	Отсутствует
25.	ПС 220 кВ Кунерма: техническое перевооружение ОРУ-220 кВ с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ	Казачинско-Ленский район	2020	+	Отсутствует
26.	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут N 2	Усть – Илимский район	2020	+	+
27.	ПС 220 кВ Коршуниха: замена АТ (2х200 МВА) 220/110 кВ	Нижнеилимский район	2019	+	Отсутствует
28.	ГПП 110/6 (АЗП) с установкой двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый		Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
29.	ВЛ 220 кВ Коршуниха - НПС-5 I и II цепь	Нижнеилимский район	2020	+	+
30.	ПС 220 кВ НПС-5 (2 х 25 МВА) (Ильимская)	Нижнеилимский район	2020	+	+
31.	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая. Замена трансформатора 25 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защиты 110 кВ	Нижнеилимский район	2019, 2021	+	Отсутствует
32.	Реконструкция ПС 110 кВ Семигорск. Замена трансформаторов 25 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защиты 110 кВ	Нижнеилимский район	2019, 2020	+	Отсутствует
Бодайбинская опорная территория развития					
33.	Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	Бодайбинский район	2019	+	+
34.	Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	Бодайбинский район		+	+
35.	ПС 220 кВ Дяля	Бодайбинский район	2019	+	+

№ пп	Наименование объекта	Местоположение планируемого объекта	СиПР Иркутской области на 2020 – 2024 год	Схема территориального планирования Иркутской области	Схема территориального планирования РФ в области энергетики
36.	ПС 220 кВ Чаянгро	Бодайбинский район	2019	+	+
37.	ВЛ 220 кВ Мамакан - Сухой лог N 1 и N 2	Бодайбинский район	2019	+	Отсутствует
38.	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1, 2	Бодайбинский район	2019	Отсутствует	Отсутствует
39.	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто N 1 и N 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ)	Бодайбинский район	Отсутствует	+	+
40.	ВЛ 220 кВ Чертово Корыто - Сухой Лог N 1 и N 2 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй - РП Полюс на проектное напряжение 220 кВ, строительство второй ВЛ)	Бодайбинский район	Отсутствует	+	+
41.	ПС 220 кВ Чертово Корыто (2 х 63 МВА)	Бодайбинский район	Отсутствует	+	+
42.	ПС 220 кВ Сухой Лог (2 х 63 МВА)	Бодайбинский район	2019, 2021*	+	+
43.	Реконструкция ВЛ-110 кВ «Мамакан-Мусковит»	Бодайбинский район	2019 – 2020	Отсутствует	Отсутствует
44.	Реконструкция участка ВЛ 110кВ Мамакан – Артемовская от опоры №140 до ПС 110кВ Артемовская с заменой провода ВЛ с АС-120 на АС-150 и деревянных опор на металлические	Бодайбинский район	2021	Отсутствует	+
Братская опорная территория развития					
45.	Строительство ВЛ 110 кВ Опорная - БЛПК I и II цепь	Братский район	2019	+	Отсутствует
46.	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой 2 трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ	Братский район	2019, 2020	+	Отсутствует
47.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская N 2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - НПС-4 с отпайкой на ПС 220 кВ Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	Братский район	2021	+	Отсутствует
48.	ПС 220 кВ СЭМЗ	Братский район	2021	+	Отсутствует

№ пп	Наименование объекта	Местоположение планируемого объекта	СиПР Иркутской области на 2020 – 2024 год	Схема территориальног о планирования Иркутской области	Схема территориального планирования РФ в области энергетики
49.	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская N 1 и N 2 на ПС 220 кВ СЭМЗ	Братский район	2021	+	Отсутствует
50.	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП (230 км)	Братский район	2021	+	Отсутствует
51.	ПС 220 кВ Улькан: техническое перевооружение ОРУ -220 кВ с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ	Братский район	2019	+	Отсутствует

* – Сроки реализации мероприятия могут быть скорректированы по результатам актуализации «Плана-графика реализации мероприятий по развитию энергетической инфраструктуры в зонах Байкало-Амурскоой и Транссибирской железнодорожных магистралей», утвержденного ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД».

РАЗДЕЛ 4. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ.

В Разделе 4 в соответствии с «Техническим заданием на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020–2024 годы» представлены разделы:

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области

3.1. Особенности функционирования энергосистемы Иркутской области, оценка балансовой ситуации и наличия энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, в которых при расчетных условиях выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких мест»), связанных с:

- наличием энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения;
- наличием ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, связанных с недостаточной пропускной способностью электрических сетей;
- выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной схеме сети в зимний или летний период, с учетом выполнения режимных мероприятий;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения);
- несоответствием отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания.

4. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области:

4.12 Результаты расчетов 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. Сроки ввода для объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше приняты в соответствии с СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

Разработчиком «Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020–2024 годы» является ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (ИСЭМ СО РАН), г. Иркутск.

Руководитель работы: Директор ИСЭМ СО РАН, чл.-корр. РАН В.А. Стенников.

Исполнители: научный сотрудник А.Б. Осак; старший научный сотрудник, к.т.н. И.В. Постников; старший научный сотрудник, к.т.н. Д.А. Панасецкий; научный сотрудник А.В. Пеньковский; ведущий инженер Т.В. Добровольская; ведущий инженер П.А. Соколов; старший инженер Е.Я. Бузина.

1. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области

1.1. Особенности функционирования энергосистемы Иркутской области, оценка балансовой ситуации и наличия энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, в которых при расчетных условиях выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких мест»)

1.1.1. Наличие энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечень мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения

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 тысячи 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;
- выключатель ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс на ПС 110 кВ Кропоткинская;
- выключатель ВЛ 110 кВ Артемовская – РП Полюс с отпайкой на ПС Вачинская на РП 110 кВ Полюс.

Стоит отметить, что электроснабжение ГОК «Вернинский» по нормальной схеме осуществляется от электрической сети Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

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.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Таксимо – Мамакан» в нормальной схеме составляет 77 МВт. При снижении генерации Мамаканской ГЭС до 37 МВт (соответствует нагрузке ГЭС при среднемноголетнем притоке на дату 20 ноября 2017 года) в связи с уменьшением приточности реки Мамакан в нормальной схеме в осенне-зимний период максимальных нагрузок, переток в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан составил 91 МВт, что привело к превышению МДП+НК в КС Таксимо – Мамакан на 20 МВт. Для исключения превышения МДП в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан при перетоке мощности 91 МВт необходим ввод ГАО в объеме до 20 МВт.

В целях снижения величины ГАО осуществляется переход на работу в вынужденном режиме в КС Таксимо – Мамакан (на основании Решения АО «СО ЕЭС»), при котором в нормальной схеме транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Мамакан и работе на Мамаканской ГЭС не менее двух генераторов разрешается работа с наибольшим допустимым перетоком активной мощности в КС Таксимо – Мамакан не более:

- 80 МВт при следующих режимных условиях при отключенных (ремонт, резерв) БСК-1 и/или БСК-2 на ПС 220 кВ Северобайкальск;
- 105 МВт при следующих режимных условиях: включена БСК-1 (БСК-2) или БСК-2 (БСК-1) в резерве и введена АОСН на ПС 220 кВ Северобайкальск.

В вынужденном режиме запрещено проведение любых ремонтных работ и переключений в первичных схемах и вторичных цепях присоединений, которые могут привести к отключению ВЛ 220 кВ на участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Мамакан, ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками, ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан, генератора на Мамаканской ГЭС.

При аварийных или неотложных отключениях ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан имеет место снижение МДП+НК в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан до 52 МВт (МДП с ПА 46 МВт + НК 6 МВт). Превышение МДП+НК составляет 39 МВт. В этом случаев осуществляется переход на работу в вынужденном режиме в ремонтной схеме с отключенной ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан с разрешенным перетоком не более АДП 67 МВт. Фактический переток в КС Таксимо – Мамакан после ввода ГВО составит 71,48 МВт. После перехода на работу в вынужденном режиме производится загрузка Мамаканской ГЭС до 43 МВт, фактический переток в КС Таксимо – Мамакан после перехода на работу в вынужденном режиме и загрузки Мамаканской ГЭС составит 65,48 МВт.

В нормальном режиме при отключенной в ремонт ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская и питании потребителей Бодайбинского района по ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) имеет место токовая перегрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) на ПС 110 кВ Артёмовская и провода ВЛ 110 кВ

Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) на участке от опоры № 141 до ПС 110 кВ Артемовская, выполненном проводом марки АС-120, на 27% (464 А при допустимом токе 367 А при $+30^0$С). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, отсутствуют. В целях недопущения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 15,5 МВт в Бодайбинском районе.

Мероприятия по усилению сети предусмотрены в СиПР ЕЭС на 2019-2025 и отражены в Перечне объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу за период 2019 – 2024 годы (выполнения мероприятий по электросетевому строительству/реконструкции завершается в 2019 г., за исключением мероприятия по установке второго АТ 220/110 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Сухой Лог. В соответствии с СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. установка второго АТ предусмотрена в 2021 г.).

Перечень мероприятий на 2019 год:

– реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с подключением второго АТ к шинам 220 кВ, 2СШ 220 кВ;

– перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на напряжение 220кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро;

– строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и № 2, с ПС 220 кВ Сухой Лог;

– строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан №1 и №2.

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

Ограничения выдачи мощности существующих электростанций в Иркутской области касаются только Усть-Илимской ГЭС, ограничения связаны с пропускной способности электропередачи 500 кВ Усть-Илимск – Братск. Ограничений по выработке электроэнергии Усть-Илимской ГЭС нет, т.к. годовая выработка ГЭС ограничена водными ресурсами.

В связи с планируемым увеличением нагрузки ОАО «РЖД» по БАМ, ООО «Транснефть-Восток», ООО «ИНК», Бодайбинского района, и планируемым развитием электрических сетей на восток от Усть-Илимской ГЭС, ограничения выдачи мощности Усть-Илимской ГЭС будут сниматься. Дополнительных мероприятий, сверх запланированных СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, не требуется.

1.1.3. Выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной схеме сети в зимний или летний период, с учетом выполнения режимных мероприятий

1.1.3.1. Узкие места в системообразующей сети

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 основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- 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 Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями района 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.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун

Наиболее сложной СРС, 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 температуре ОЗМ +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 при +2°С);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С), на ПС 110 кВ Замзор на 21 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С);
- разъединителя 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 при +2°С);
- 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 при +2°С);
- выключателя, разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);
- ВЧ заградителя ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха и 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);
- ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС 110 кВ Замзор на 10 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С);
- выключателя, разъединителя, ВЧ заградителя, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС 110 кВ 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: 04.02.2017 аварийно 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 составляло 720 А. Для устранения перегруза выполнялись мероприятия по повышению напряжения в прилегающей сети, делению транзита, осуществлялся ввод ГВО на величину 2,7 МВт (Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 04.02.2017).

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

- Отключение МВ-110 Тулюшка 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:
  - перефиксация В-110 кВ Шеберта со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
  - перефиксация В-110 кВ ВРЗ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
  - перефиксация трансформатора 3Т с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
  - перефиксация трансформатора 2Т со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;
  - отключение 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 токоограничивающего оборудования:

- ошиновка марки АС-185/29, разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С.
- ошиновка марки АС-185/29, выключатель, разъединитель 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.

Недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун

Наиболее тяжелой СРС, приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является, 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 №1:
  - на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками.

- на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун;

- Схемно-режимное мероприятие №2:
- отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения СРМ №1 токовая перегрузка составляет:

- АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 22 % (697 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается);
- 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).

После выполнения СРМ №2 токовая перегрузка составляет:

- АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 6 % (605 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается);
- 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:

- Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ не меньшей мощности с возможностью использования коэффициентов перегрузки в зависимости от температуры окружающей среды.
- Установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 в соответствии с ТУ на ТП).

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.

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:

- объекты генерации: отсутствуют;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК», ПС 110 кВ РЖД

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Опорная – Турма на ПС 220 кВ Опорная;
- выключатель ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками на ПС 220 кВ Опорная;

- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41), ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42);
- выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58), ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61).

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

СРС, 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 Бирюса 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 Бирюса.

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 в соответствии с ТУ на ТП).

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена ограничен ПС 220 кВ Лена, ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Гидростроитель ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

- объекты генерации: Иркутская ТЭЦ-16;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель;
- выключатель ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена на ПС 220 кВ Лена.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ОАО «Коршуновский ГОК», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 120 тыс. человек. Загрузка Иркутской ТЭЦ-16 составляет 18 МВт и 3,55 МВт, что соответствует располагаемой мощности для рассматриваемых периодов.

ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 220 кВ Лена и отходящие от ПС ВЛ 110 кВ принадлежат Филиалу ОАО «ИЭСК» Северные электрические сети. На ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 220 кВ Лена установлено по два АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая

Наиболее сложной СРС, 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 действием АОСН.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -30 °С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН=АДТН 630 А).

Ограничивающими элементами являются:

- провод участка ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24;
- выключатель ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха;
- трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха 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 ВСДЭ Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается.

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

Деление транзита 110 кВ на время ремонта одного из АТ на ПС 220 кВ Лена не может быть реализовано ввиду наличия потребителя первой категории, получающего питание от ПС 220 кВ Лена, 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 Коршуниха – Лена.

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

Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка ограничен ПС 220 кВ Шелехово ОАО «ИЭСК» и ПС 220 кВ Слюдянка ОАО «РЖД». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово;
- выключатель ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово;
- выключатель 110 кВ АТ1 и АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 105 тыс. человек.

Недостаточная пропускная способность АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка

СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является вывод в ремонт АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в летний период максимальных нагрузок при фактической температуре +8°С.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 59% (251А при номинальном токе 158А, коэффициент круглосуточной перегрузки при +8°С равен 109,6 %).

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

- перевод нагрузки с шин 110 кВ (Т-1(Т-2)) на шины 220 кВ (Т-4) ПС 220 кВ Шелехово.

После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка составляет 50% (236А при номинальном токе 158 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при +8°С равен 109,6 %). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 64 МВт на ПС 110 кВ транзита Шелехово – Слюдянка.

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

- замена АТ2 мощностью 63 МВА ПС 220 кВ Слюдянка на АТ мощностью 125 МВА.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ошиновки 110 кВ 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Слюдянка

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при следующих СРС:

- вывод в ремонт АТ2 (или АТ1 с учетом замены АТ2 на 125 МВА) ПС 220 кВ Слюдянка и отключение ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг;
- вывод в ремонт АТ2 (или АТ1 с учетом замены АТ2 на 125 МВА) ПС 220 кВ Слюдянка и отключение ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха,

Имеет место токовая перегрузка:

- При выведенных в ремонт АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг:
  - провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на 16 % (486А при ДДТН 419А при +18°С);
  - ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на 16 % (486 А при ДДТН 419 А при +18°С).
- При выведенных в ремонт АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха имеет место токовая перегрузка:
  - провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 11 % (463А при ДДТН 419А при +18°С);
  - ошиновки 110 кВ АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Слюдянка на 2 % (568 А при ДДТН 559 А при +18°С).

Ограничивающими элементами являются:

- провод участка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха – АС-120/19;
- ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха – АС-120/19;
- ошиновка 110 кВ АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Слюдянка – АС-185/24;

- провод участка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг – АС-120/19.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт

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

- 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 486 А при +18°С.
- замена ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 486 А при +18°С;
- замена ошиновки 110 кВ 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Слюдянка (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) на ошиновку с пропускной способностью не менее 568 А при +18°С.

1.1.3.2. Узкие места в распределительной сети 110 кВ

ПС 110 кВ Жигалово (Реконструкция с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА)

На существующей ПС 110 кВ Жигалово (ОАО «ИЭСК») установлены два трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА (установлен в 1973г.) и Т-2 мощностью 10 МВА (установлен в 1975 г.). С учётом года выпуска для Т-1 ПС 110 кВ Жигалово не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 1.1.3.1.

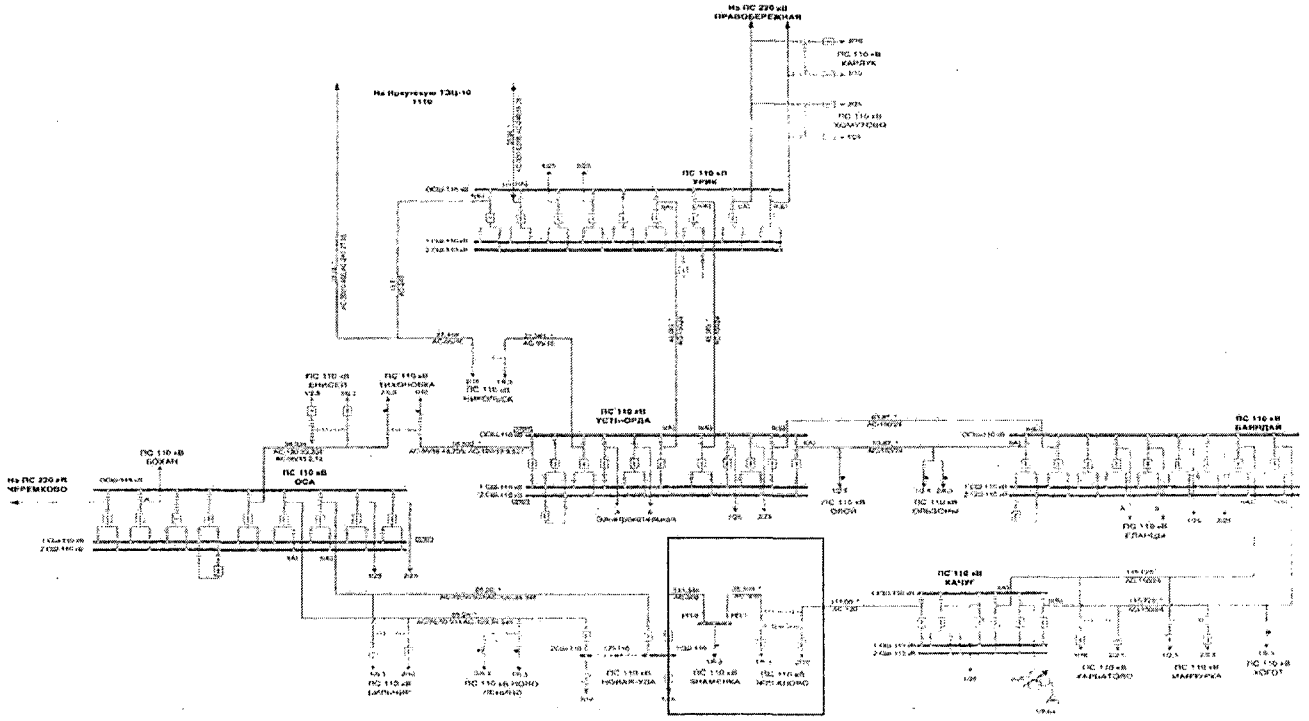


Рис. 1.1.3.1. Схема внешнего электроснабжения ПС 110 кВ Жигалово

От данного центра питания осуществляется электроснабжение 17 населенных пунктов, 65 КТП 20/0,4 кВ и 10/04 кВ и 41 социально значимых объектов. Основной потребитель ТСО ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

По данным контрольного замера 14-00 (мск) 19.12.2018 нагрузка трансформаторов зафиксирована в объеме:

- Т-1 – 4,08 МВА (65%);
- Т-2 – 4,64 МВА (46%).

При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) в день зимнего контрольного замера 2018 г. перегрузка второго (Т-1) сверх длительно допустимого значения (без учета нагрузки по ТУ на ТП) составляет 32%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети (см. рис.1.1.3.2) возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайших центров питания – ПС 110 кВ Качуг и ПС 110 кВ Новая Уда расстояние составляет 113 км и 136 км соответственно.

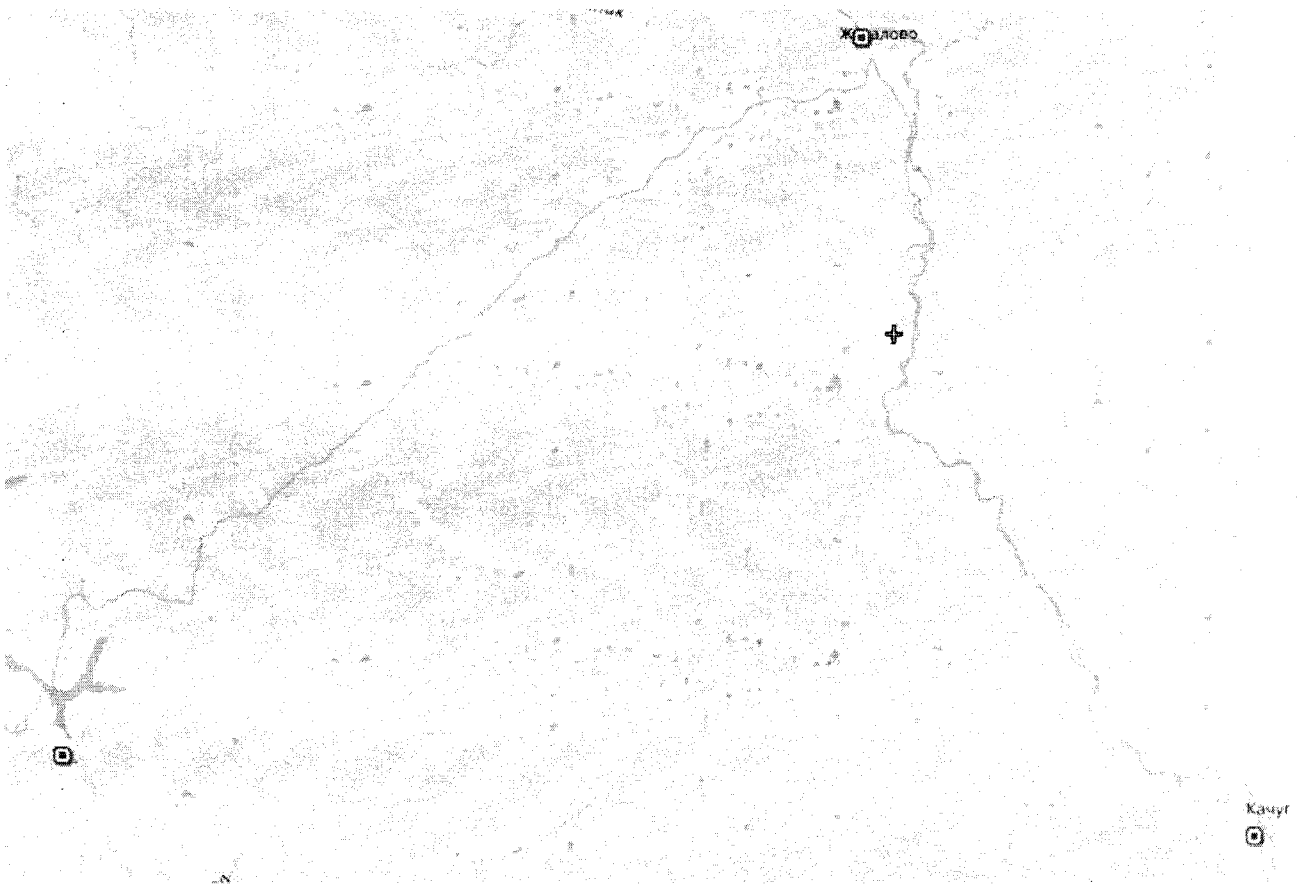


Рис. 1.1.3.2. Расположение ПС 110/20/10 кВ Жигалово относительно ближайших ПС 110 кВ

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену силового трансформатора Т-1 с 6,3 МВА на 10 МВА.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП составляет 2,52 МВт. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Жигалово.

ПС 110 кВ Оса (установка БСК), ПС 35 кВ Тараса (реконструкция с установкой БСК)

На существующей ПС 110 кВ Оса установлены два трансформатора 110/35/10 кВ по 25 МВА (1988 и 1991 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Оса не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (19.01.2018 г.):

- Т1 – 13.7 МВА 55 %;
- Т2 – 18.3 МВА 73 %.

По данным контрольного замера 14-00 (мск) 19.12.2018 нагрузка трансформаторов зафиксирована в объеме:

- Т-1 – 8,31 МВА (33%);
- Т-2 – 13,90 МВА (56%).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (05.02.2019 г. в 18-00 температура -26^{0}С):

- Т1 – 13.4 МВА 54 %;
- Т2 – 18,8 МВА 75 %.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (в зимний максимум 09.02.2019 г. в 18-00 температура -28^{0}С, режим приведен на рис. 1.1.3.3б):

- Т1 – 13.8 МВА 55 %;
- Т2 – 19,4 МВА 77 %.

Напряжение на 1 и 2 сш-35 кВ находится в пределах 38 кВ. При отключении одного трансформатора в зимний максимум нагрузок без учета прироста нагрузки по ТУ на ТП, перегрузка второго сверх длительно допустимого значения составляет 33% (режим приведен на рис. 1.1.3.3в).

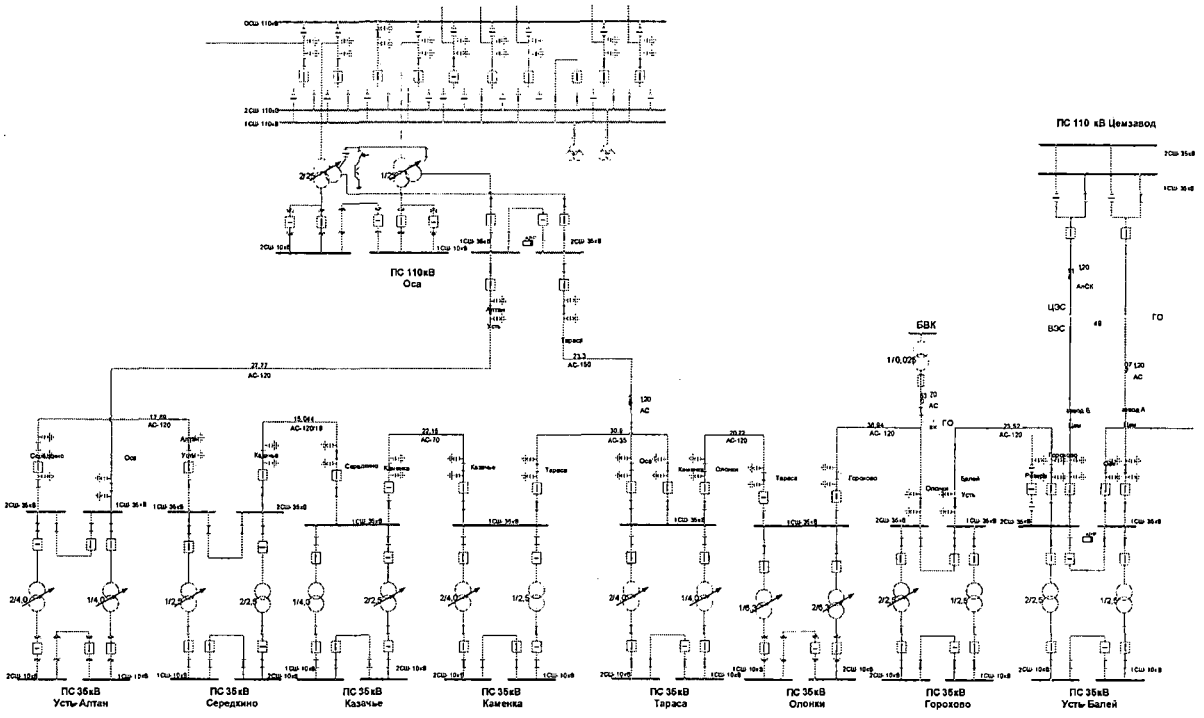


Рис. 1.1.3.3а. Схема сети 35 кВ на участке
ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

Существующая сеть 35 кВ имеет два источника питания от ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Цемзавод (ЦЭС). Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 1.1.3.3а. Схема сети 35 кВ состоит из двух колец:

- ВЛ 35 кВ Оса – У-Алтан – Середкино – Казачье – Каменка – Тараса – Оса (кольцо нормально разомкнуто на ПС Казачье, в сторону ПС Каменка).
- ВЛ 35 кВ Оса – Тараса - Олонки – Горохово – У.Балей – Ц.Завод (кольцо нормально разомкнуто на ПС Олонки в сторону ПС Тараса).

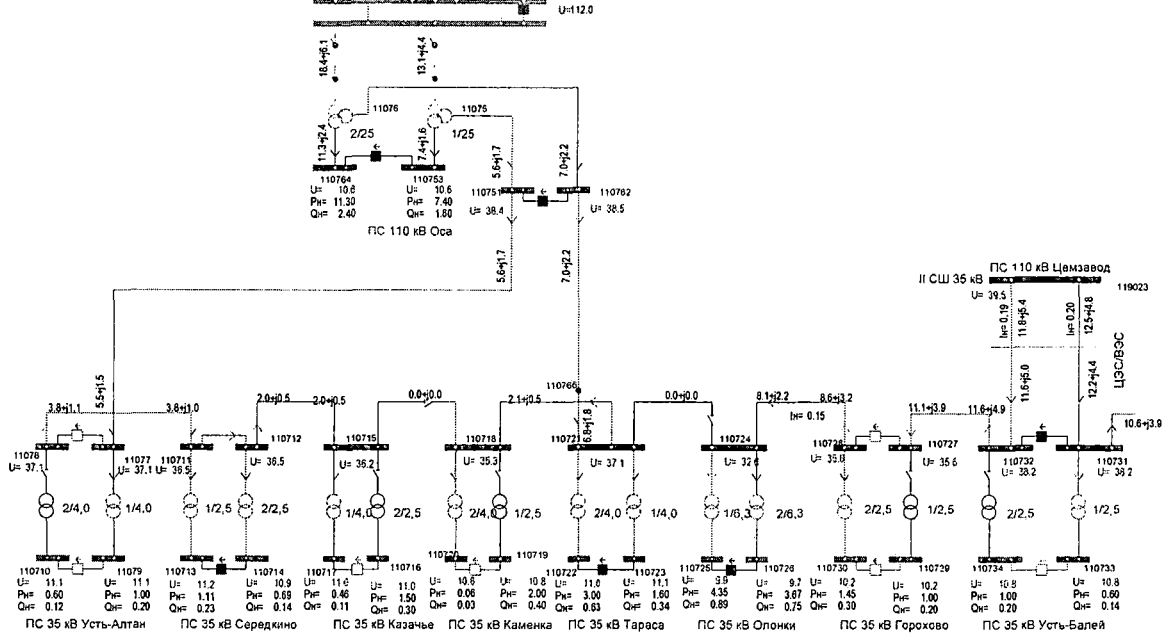


Рис. 1.1.3.3б. Режим сети 35 кВ на участке
ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

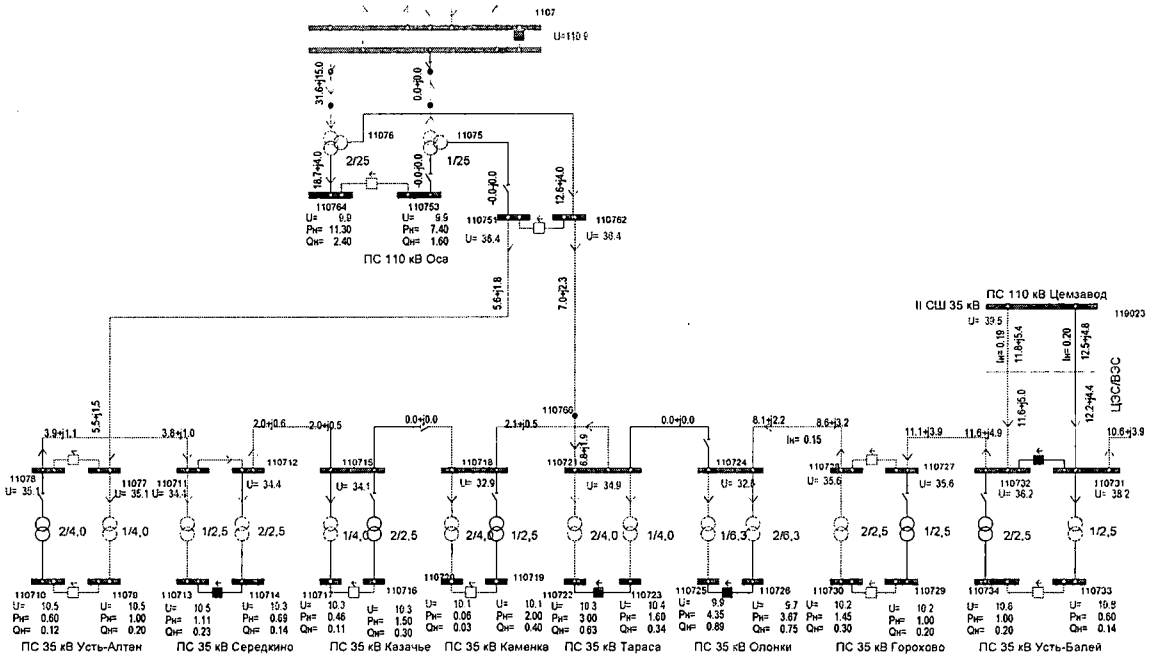


Рис. 1.1.3.3в. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

От I с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса от ВЛ 35 кВ Оса – Усть Алтан осуществляется питание ПС 35 кВ У-Алтан, Середкино, Казачье. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 3,36 МВА (19.12.2018), 5,53 МВА (05.02.2019) и 5,85 МВА (09.02.2019).

От II с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса от ВЛ 35 кВ Оса – Тараса осуществляется питание ПС Тараса, Каменка. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 5,33 МВА (19.12.2018), 7,06 МВА (05.02.2019) и 7,34 МВА (09.02.2019).

От ПС 110 кВ Цемзавод по ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей осуществляется питание ПС Усть-Балей, Горохово, Олонки. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 8,48 МВА (19.12.2018), 11,46 МВА (05.02.2019) и 12,63 МВА (09.02.2019).

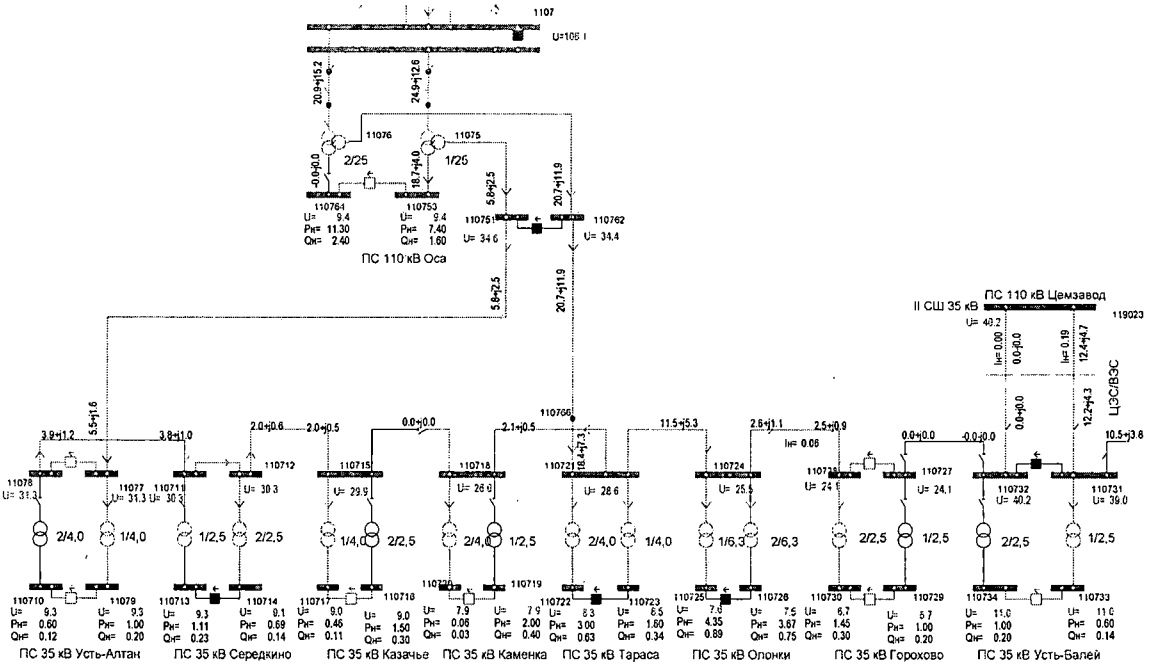


Рис. 1.1.3.3г. Ремонт ВЛ 35 кВ Усть-Балей – Горохово. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

Потери напряжения по данным ВЛ 35 кВ при существующих нагрузках составляют: в нормальном режиме 2-2,3 кВ; при аварийном ремонте до 10 кВ. Суммарная неиспользованная мощность по утвержденным ТУ на ТП для ПС 110 кВ Оса и ПС 35 кВ питающихся от данных ВЛ 35 кВ – 3,84 МВт.

Недостатки существующей схемы 35 кВ:

- Перегруз трансформатора Т1 ПС Оса (при работе двух трансформаторов на ПС Оса: загрузка Т1 составит 112% от номинальной мощности, загрузка Т2 составит 103% от номинальной мощности) в зимних режимах при переводе в ремонтном (аварийном) режиме питания ПС Олонки (8.18 МВА) и ПС Горохово (2,5 МВА) с ПС 110 кВ Цемзавод на ПС 110 кВ Оса, т.е невозможность использования режимов питания ПС, питающихся от ПС 110 кВ Цемзавод (режим приведен на рис. 1.1.3.3г);
- При отключении В-35 Оса – Усть-Алтан и переводе питания ПС 35 кВ Усть-Алтан, Середкино, Казачье на ВЛ 35 кВ Оса – Тараса – Каменка – Казачье, напряжение на ПС 35 кВ Усть-Алтан – 29.3 кВ. При отключении В-35 Оса – Тараса и переводе питания ПС 35 кВ Тараса – Каменка на ВЛ 35 кВ Оса – Усть-Алтан – Середкино – Казачье, напряжение на ПС Тараса – 28 кВ;
- ПС 35 кВ Казачье, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Тараса, ПС 35 кВ Олонки имеют по одной СШ 35 кВ (отсутствует секционирование СШ 35 кВ для разделения нагрузки ПС на разные центы питания);
- Отсутствие РПН на трансформаторах ПС 35 кВ Середкино Т2, ПС 35 кВ Казачье Т1, ПС 35 КВ Каменка Т1, ПС 35 кВ Тараса, ПС 35 кВ Горохово Т1, Пс 35 кВ Усть-Балей Т1 и Т2 (используются ПБВ). Поэтому для обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей уровень напряжения в сети 35 кВ должен быть не ниже 33 кВ;
- При проведении ремонтных работ на трансформаторах 110/35/6 кВ ПС 110 кВ Цемзавод (ЦЭС) требуется ограничение отбора мощности по ПС 35 кВ ВЭС, т.к. для непревышения допустимых уровней напряжения на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Цемзавод приходится снижать напряжение на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод, что приводит к недопустимому снижению напряжения на ПС 35 кВ ВЭС (в нормальной схеме питание потребителей ЦЭС осуществляется от Т1, а потребителей ВЭС от Т2 на ПС 110 кВ Цемзавод, что позволяет на 2 СШ 35 кВ поддерживать более высокий уровень напряжения без ущерба для потребителей ЦЭС).

Таким образом, существующая схема сети 35 кВ не обеспечивает требуемые уровни напряжения в ремонтном режиме, и тем самым не обеспечивает возможность резервирования в рамках существующей кольцевой структуры сети 35 кВ. Других центров питания для сети 35 кВ в данном районе нет.

Центр питания ПС 110 кВ Оса перегружен (перегрузка одного трансформатора при ремонте другого трансформатора). Возможности перевода

нагрузки ПС 35 кВ Тараса на питание от ПС 110 кВ Цемзавод ограничены, вследствие протяженности около 90 км ВЛ 35 кВ в одноцепном исполнении на участке Цемзавод – Усть-Балей – Горохово – Олонки – Тараса, что приводит к снижению напряжения на ПС Тараса ниже 28 кВ, в сети 35 кВ, а также снижению напряжения на ПС 35 кВ Каменка ниже 30 кВ, вследствие перевода ее питания на I с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса, при этом перегрузка сверх длительно допустимого значения оставшегося в работе трансформатора на ПС 110 кВ Оса сохраняется и составляет 16% (режим приведен на рис. 1.1.3.3д).

Установка БСК на (12 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса) позволит улучшить ситуацию с уровнями напряжения и позволит при ремонте одного трансформатора на ПС 110 кВ Оса переводить питание на ПС 110 кВ Цемзавод не только ПС Тараса, но и ПС Каменка, при этом загрузка оставшегося в работе трансформатора на ПС 110 кВ Оса, с учетом утвержденных ТУ на ТП и учетом эффекта совмещения нагрузки, составляет 102% от номинальной мощности (режим приведен на рис. 1.1.3.3е).

Установка БСК на (10 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса) позволит при отключении ВЛ 35 кВ Горохово – Усть-Балей, выполнять перевод нагрузки ПС Олонки, ПС Горохово на питание от ПС Оса, с учетом утвержденных ТУ на ТП и учетом эффекта совмещения нагрузки, загрузка Т1 на ПС 110 кВ Оса составит 102% от номинальной мощности (режим приведен на рис. 1.1.3.3ж).

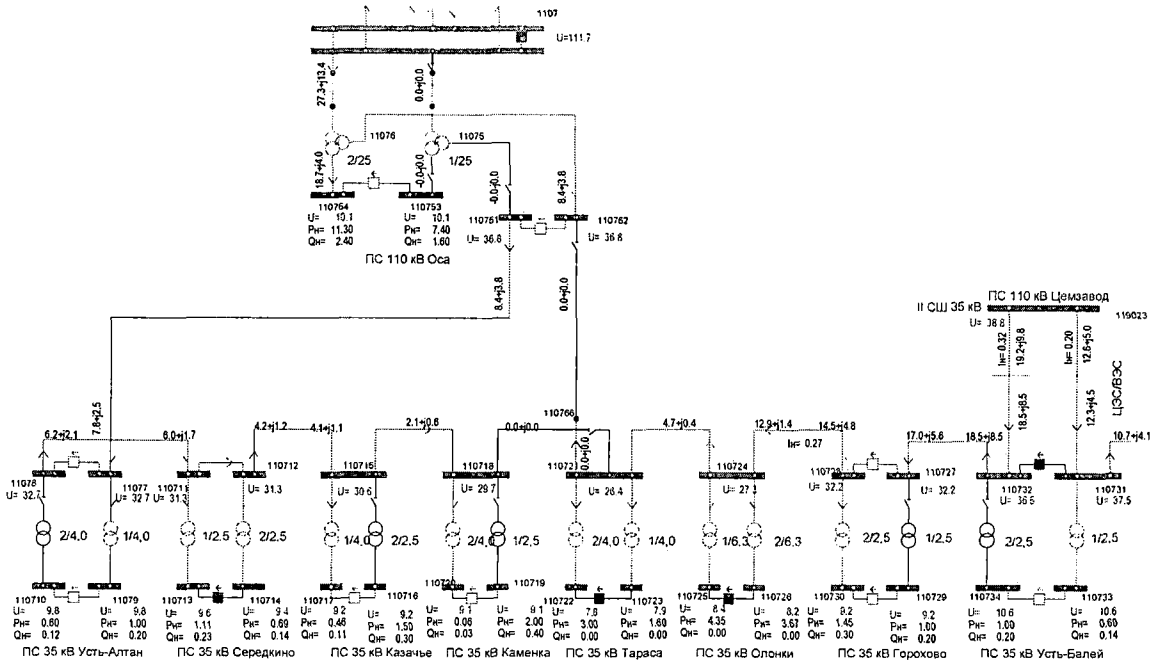


Рис. 1.1.3.3д. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

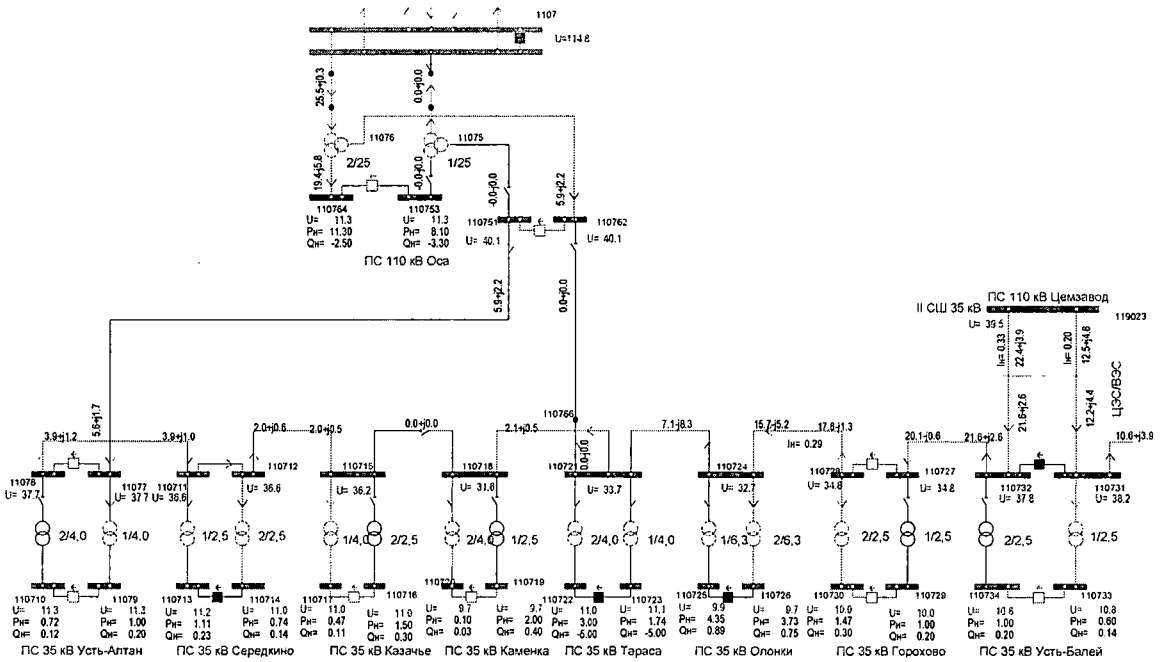


Рис. 1.1.3.3е. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса и ПС 35 кВ Каменка на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод с БСК.

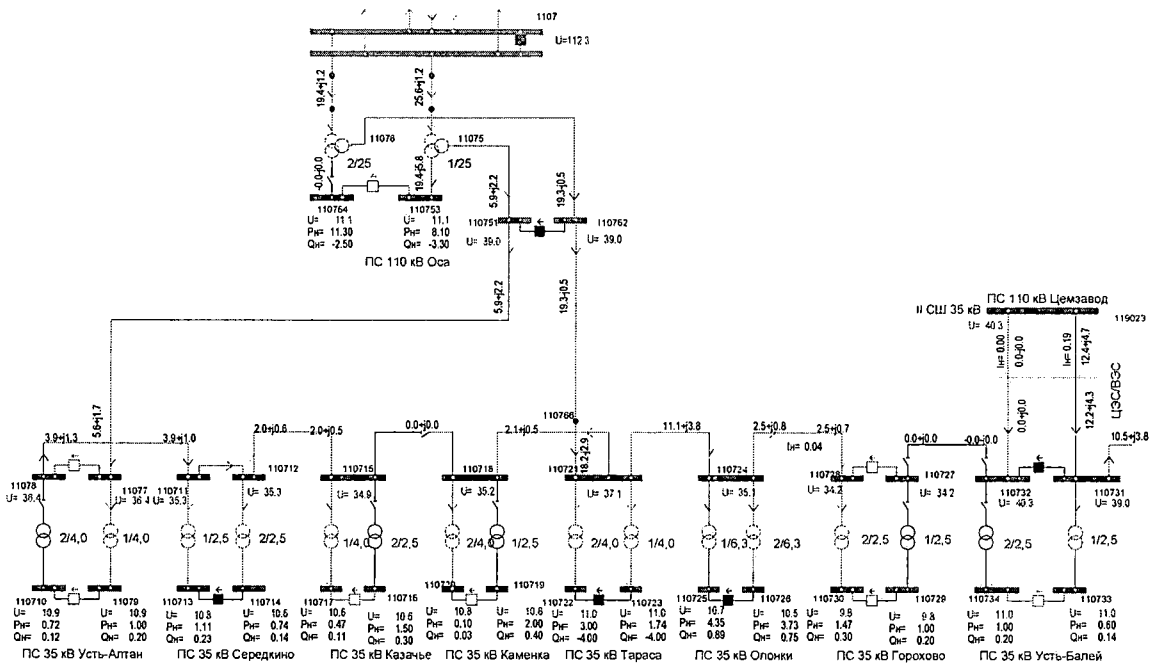


Рис. 1.1.3.3ж. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса и ПС 35 кВ Каменка на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод с БСК

Рекомендуемым вариантом решения проблемы является установка БСК: 12 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса. При этом, необходимо в рамках предпроектных (ТЭО) или проектных работ определить оптимальное место и дискретность установки БСК, необходимость режимной и противоаварийной автоматики, необходимость и объемы

реконструкции РУ 110, 35 и 10 кВ на ПС 110 и 35 кВ, с учетом проблем со снижением напряжения в энергорайоне Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети, описанных в пункте 1.1.4.1.

На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по установке БСК.

Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6кВ)

На существующей ПС 220 кВ Ново-Ленино (ОАО «ИЭСК») установлены следующие автотрансформаторы и трансформаторы:

- АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 2000 г.в.
- АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 1999 г.в.
- Т-1 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.
- Т-2 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.
- Т-3 – ТРДН-32000/110/6, 1984 г.в.
- Т-4 – ТДТН-31500/110/6, 1985 г.в.

Схема ПС приведена на рис. 1.1.3.5.

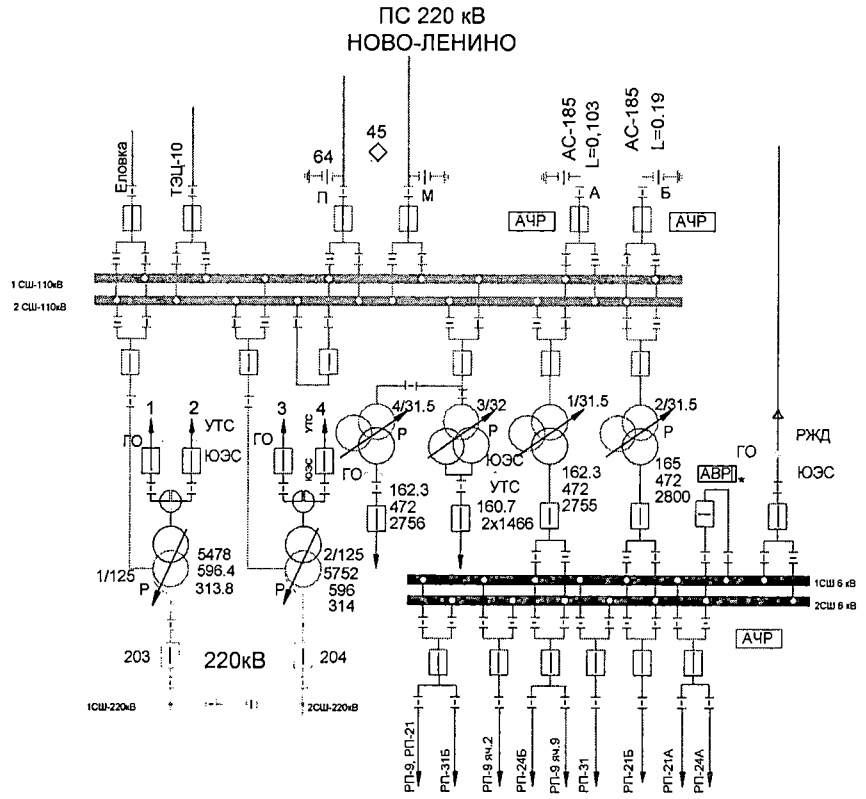


Рис. 1.1.3.5. Схема ПС 220 кВ Ново-Ленино.

Суммарная загрузка трансформаторов Т-1, Т-2 по данным контрольных замеров, произведенных 19.12.2018 в 14-00 (мск. вр), составляет 38,5 МВА, в т.ч. по Т-1 – 16,8 МВА, по Т-2 – 21,8 МВА. По данным замеров максимальных нагрузок по подстанции, произведенным 26.12.2018 при температуре -34°С, составляет 41,2 МВА, в т.ч. по Т-1 – 16,9 МВА, по Т-2 – 24,3 МВА. С учётом года выпуска для Т-1, Т-2 ПС 220 кВ Ново-Ленино не установлены поправочные

коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

При отключении одного трансформатора в день контрольного замера перегрузка оставшегося в работе трансформатора составит 16 % сверх длительно допустимого значения. При этом существующая схема ЗРУ 6 кВ не позволяет переводить нагрузку Т-1 и Т-2 на существующие Т-3 и Т-4. Перевод нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания возможен в объеме не более 2 МВА (ограничения по загрузке КЛ 6 кВ), что недостаточно для снятия перегрузки. Небольшой объем переводимой на другие ЦП нагрузки обусловлен тем, что на каждую ячейку 6 кВ на ПС 220 кВ Ново-Ленино фактически подключено по несколько отходящих КЛ 6 кВ и, соответственно, возможен перевод на другой ЦП только целой группы КЛ 6 кВ, но это приводит к перегрузке КЛ 6 кВ.

В связи с вышесказанным планируется осуществить реконструкцию ПС 220 кВ Ново-Ленино, включающую:

1. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ с увеличением числа ячеек для подключения КЛ 6 кВ, с организацией 3 и 4 секции шин 6 кВ, а также с организацией связи (строительством вводов) ЗРУ 6 кВ не только с Т-1, Т-2, но и с Т-3, Т-4.

2. Реконструкцию ОРУ 110 кВ с подключением Т-4 на отдельный выключатель 110 кВ. С переносом Т-4 на место отсутствующего РУ 35 кВ для освобождения места под реконструируемый ЗРУ 6 кВ.

В соответствии с утвержденными ТУ на ТП, но еще не реализованным максимальная мощность дополнительных энергопринимающих устройств составляет 44,04 МВА. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 220 кВ Ново-Ленино в части замены трансформаторов на большую мощность и реконструкции ЗРУ 6 кВ.

ПС 110 кВ Макарово

От ПС 110 кВ Макарово выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука.

ПС 110 кВ Макарово была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ.

Подстанция установлена в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Киренск и введена в работу в августе 1990г. (как временная).

Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р.Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения

возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука.

15.04.2016 г. при техническом освидетельствовании (ТО) ПС «Макарово» были зафиксированы неустранимые или экономически нецелесообразные для устранения замечания к обустройству подстанции, отраженные в акте ТО (акт приведен в приложении), в соответствии с особым мнением Ростехнадзора при техническом освидетельствовании, ПС 110 кВ Макарово в существующем виде может оставаться в эксплуатации не более 1-2 лет, а именно: ОРУ 110 кВ размещены на платформе прицепа-тяжеловоза и отсутствие проектной документации (нынешняя площадка, подъездные пути и опорные конструкции не соответствуют действующим НТД, без полного переустройства ПС выполнить ПИР невозможно).

07.11.2018г. в адрес ОАО «ИЭСК» обратилось Министерство жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области с письмом №02-58-8205/18, которым просило осуществить электроснабжение двух населённых пунктов Пашня и Усть-Киренга, расположенных неподалёку от села Макарово.

В связи с тем, что ближайшим источником питания для электроснабжения указанных населённых пунктов является ПС 110кВ Макарово, принято решение о строительстве новой подстанции Макарово, с переносом места её расположения в п.Макарово со строительством отпаек 110 кВ, расширением КРУ 10кВ для подключения дополнительных ячеек. Данный вариант экономически более целесообразен, т.к. для приведения ПС к требованиям НТД на существующей площадке требуется полная реконструкция подъездных путей (строительство автодороги от п.Макарово до ПС), что дороже строительства отпаек ВЛ. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Макарово.

Перегрузка ПС 110 кВ Карлук (замена трансформаторов или строительство ПС 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Столбово)

На существующей ПС 110 кВ Карлук установлены два трансформатора: Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10, Т-2 – ТДТН-16000/110/10 (1996 и 1986 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Карлук не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Карлук в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 8,72 МВА 55 %;
- Т2 – 13,15 МВА 82 %.

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Карлук наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей). 10.02.2019 г. в 20-00 нагрузка составила:

- Т1 – 12,74 МВА (80%);

• Т2 – 17,42 МВА (109%)

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам зафиксирован 09.02.2019 г. при дневной (ночной) температуре -25 (-44)^{0}С в объеме 33,3 МВА (104% от суммарной установленной мощности двух трансформаторов):

• Т1 – 14,2 МВА (89%);

• Т2 – 19,1 МВА (119%)

В нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) наблюдается перегрузка Т2 выше допустимой. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 208%, что требует ввода ГВО в объеме 16,5 МВт для снятия перегрузки.

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Карлук:

Тр-р	2016	2017	2018	2019
Т1	10,1	11,8	13,3	14,23
Т2	16,7	17	18,13	19,10
Всего по ПС:	26,8	28,8	31,43	33,331
Ежегодный прирост нагрузки		107%	109%	106%

ОАО «ИЭСК» выполнены мероприятия по перераспределению нагрузки по ВЛ 10 кВ на центры питания – ПС 110 кВ Урик, ПС 110 кВ Хомутово, в том числе, с понижением качества передаваемой электроэнергии потребителям.

Для разгрузки ПС 110 кВ Карлук в СиПР ЕЭС на 2019-2025 года предусмотрено на 2019 г. мероприятие по строительству ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

После ввода ПС 220 кВ Столбово, в 2019 году будет переведено питание ВЛ-10 кВ Карлук – Садоводство (яч.11) с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово, а в дальнейшем будет построена ПС 35 кВ Садоводство с переводом ВЛ 10 кВ Столбово – Садоводство на 35 кВ. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство (яч.11) на 09.02.2019 составила 8 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 25,3 МВт, что составляет 158% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук. Соответственно, даже после реализации мероприятий, предусмотренных на 2019 год, в ремонтной схеме при отключении одного из трансформаторов будет наблюдаться недопустимая перегрузка оставшегося в работе трансформатора.

Для дополнительной разгрузки ПС 110 кВ Карлук можно рассмотреть два варианта. Один вариант, замена трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА. Преимущество данного варианта – это возможность относительно быстрой реализации. Другой вариант – это дополнительные мероприятия по переводу по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово:

• строительство ПС 35 кВ Горная с переводом на нее потребителей, запитанных от ВЛ-10 кВ Карлук – Хомутово (яч.6). Питание ПС 35 кВ Горная предусматривается по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Хомутово (яч.6) на 09.02.2019 составила 7 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 18,3 МВт, что составляет 114% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук.

• строительство ПС 35 кВ Глазуново с переводом нее потребителей, запитанных от ВЛ-10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16). Питание ПС 35 кВ Глазуново предусматривается по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16) на 09.02.2019 составила 2,5 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 15,8 МВт, что составляет 99% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук.

Преимущество такого варианта – это создание распределенных центров питания 35 кВ для сокращения радиуса ВЛ-10 кВ.

К реализации принят вариант замены на ПС 110 кВ Карлук трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА.

На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Карлук с увеличением трансформаторной мощности.

Перегрузка ПС 110 кВ Хомутово (строительство ПС 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Столбово)

Электроснабжение пригородной зоны г. Иркутска в районе населенных пунктов с. Урик, с. Хомутово, д. Грановщина осуществляется от двух центров питания: ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово.

На существующей ПС 110 кВ Урик установлены два трансформатора: ТДТН-40000/110/35/10 (2011 и 2016 г.в.).

На существующей ПС 110 кВ Хомутово установлены два трансформатора: ТДТН-25000/110/35/10 (1977 и 1987 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Хомутово не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Урик в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 21,84 МВА 55 %;
- Т2 – 30,91 МВА 77 %.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Хомутово в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 19,12 МВА 76 %;
- Т2 – 20,1 МВА 80 %.

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей).

08.02.2019 г. в 22-45 нагрузка по трансформаторам ПС 110 кВ Урик составила:

- Т1 – 44,86 МВА 112 %;
- Т2 – 27,96 МВА 70 %.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС 110 кВ Урик зафиксирован 04.02.2019 при дневной (ночной) температуре -24°С (-39°С) в объеме 81,8 МВА, что составляет 102 % от суммарной установленной мощности двух трансформаторов. Максимальная загрузка трансформаторов:

- Т1 – 37,3 МВА (93%);
- Т2 – 44,5 МВА (113%).

Соответственно даже в нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) на ПС 110 кВ Урик наблюдается перегрузка трансформатора Т1 или Т2. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 205%, что требует ввода ГВО для снятия перегрузки.

06.02.2019 г. в 22-00 нагрузка по трансформаторам ПС 110 кВ Хомутово составила:

- Т1 – 27,52 МВА 110 %;
- Т2 – 24,42 МВА 98 %.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС 110 кВ Хомутово зафиксирован 09.02.2019 при дневной (ночной) температуре -25°С (-44°С) в объеме 56,3 МВА (113 %). Максимальная загрузка трансформаторов:

- Т1 – 27,3 МВА (109%);
- Т2 – 29 МВА (116%).

Соответственно даже в нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) на ПС 110 кВ Хомутово наблюдается перегрузка Т1 и Т2 выше допустимой. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 225%, что требует ввода ГВО в объеме 30 МВт для снятия перегрузки.

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Урик

Замер	Трансформатор	Загрузка, МВА				Средний прирост нагрузки
		2016	*2017*	*2018*	*2019*	
Зимний максимум нагрузки	Т1	24,62	28,2	33	37,29	
	Т2	33,84	39,4	40,1	44,5	
	Всего по ПС:	**58,46**	**67,6**	**73,1**	**81,8**	
	прирост нагрузки		116%	108%	112%	**12%**
Летний контрольный замер		*2015*	*2016*	*2017*	*2018*	
	Т1	8,14	4,6	9,2	6,64	
	Т2	0	3,78	0	3,94	
	Всего по ПС:	**8,14**	**8,38**	**9,2**	**10,58**	
	прирост нагрузки		103%	109%	115%	**9%**

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Хомутово

Замер	Трансформатор	Загрузка, МВА				Средний прирост нагрузки
		2016	*2017*	*2018*	*2019*	
Зимний максимум нагрузки	Т1	16,3	21	30,5	27,3	
	Т2	25,2	24,9	25	29	
	Всего по ПС:	**41,5**	**45,9**	**55,5**	**56,3***	
	прирост нагрузки		111%	121%	110%	**14%**
Летний контрольный замер		*2015*	*2016*	*2017*	*2018*	
	Т1	1,71	6,5	4,38	7,86	
	Т2	4,88	0	3,75	0	
	Всего по ПС:	**6,59**	**6,5**	**8,13**	**7,86**	
	прирост нагрузки		99%	125%	97%	**7%**

* – значение указано после перевода 4,7 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Оёк.

Для разгрузки ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово в СиПР ЕЭС на 2019-2025 года предусмотрено на 2019 г. мероприятие по строительству ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Ввод в 2019 году ПС 220 кВ Столбово, позволит перевести на неё на 1-м этапе 12,1 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Урик, в т.ч. нагрузку с ПС ВЛ-10 кВ Грановщина – Столбово (3,4 МВА), ВЛ-10 кВ Грановщина – Усть-Куда А,Б – (8,5 МВА). В перспективе на ПС 220 кВ Столбово с ПС 110 кВ Урик будет переведена вся нагрузка сети 35 кВ, которая 04.02.2019 составляла 32 МВА. После реализации данных мероприятий, оставшаяся нагрузка ПС 110 кВ Урик по 10 кВ составляет 49,8 МВА, что составляет 125% от номинальной мощности одного трансформатора.

С целью разгрузки ПС 110 кВ Хомутово в 2019 уже осуществлен перевод 4,7 МВА нагрузки ПС 35 кВ Коты на ПС 110 кВ Оёк. В 2020 году планируется осуществить перевод нагрузки ВЛ-10 кВ Хомутово – РМЗ и ВЛ-10 кВ Хомутово – Турская на ПС 110 кВ Оёк (после строительства ПС 35 кВ Поздняково). На 09.02.2019 нагрузка 35 кВ ПС 110 кВ Хомутово (с ПС 35 кВ Коты) составляла 3,2 МВА, а суммарная нагрузка ВЛ-10 кВ Хомутово – РМЗ и ВЛ-10 кВ Хомутово – Турская составляла 17,5 МВт. После реализации данных мероприятий, оставшаяся нагрузка ПС 110 кВ Хомутово по 10 кВ составляет 35,6 МВА, что составляет 125% от номинальной мощности одного трансформатора. Соответственно в ремонтной схеме при отключении одного из трансформаторов будет наблюдаться недопустимая перегрузка оставшегося в работе трансформатора.

Для дополнительной разгрузки ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово необходимы дополнительные мероприятия по переводу нагрузки с ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово на ПС 220 кВ Столбово:

• строительство ПС 35 кВ Западная с переводом ее питания на ПС 220 кВ Столбово. На ПС 35 кВ Западная необходимо перевести в режиме максимальных нагрузок примерно 10 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Урик и 10 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Хомутово. После чего в ремонтной схеме при отключении одного из

трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не будет превышать длительно допустимой величины.

ПС 110 кВ Артемовская (реконструкция, замена трансформаторов на большую мощность)

На существующей ПС 110 кВ Артемовская установлено два трансформатора 110/35/6 кВ. Т-1 – ТДТН-16000/110-80, 1990 г.в., Т-2 – OVTN-10000/110, 1962 г.в. С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Артемовская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

ПС 110 кВ Артемовская является центром питания для 10 ПС 35 кВ в Бодайбинском районе, питающихся по ВЛ 35 кВ. Другим центром питания для сети 35 кВ является ПС 110 кВ Бодайбинская, связанная нормально отключенным на ПС 35 кВ Андреевская одноцепным транзитом 35 кВ, протяженностью 62 км, выполненным со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская проводом АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А для летнего периода). Других центров питания для сети 35 кВ в данном районе нет.

По данным летнего контрольного замера 01-00 (мск) 20.06.2018 нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Артемовская зафиксирована в объеме:

- Т-1 – 13,44 МВА (84%);
- Т-2 – 5,76 МВА (58%).

Суммарная нагрузка по ВЛ 35 кВ, отходящим от ПС 110 кВ Артемовская составила 13,5 МВА, в т.ч. нагрузка ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская со стороны ПС 110 кВ Артемовская – 5,76 МВА.

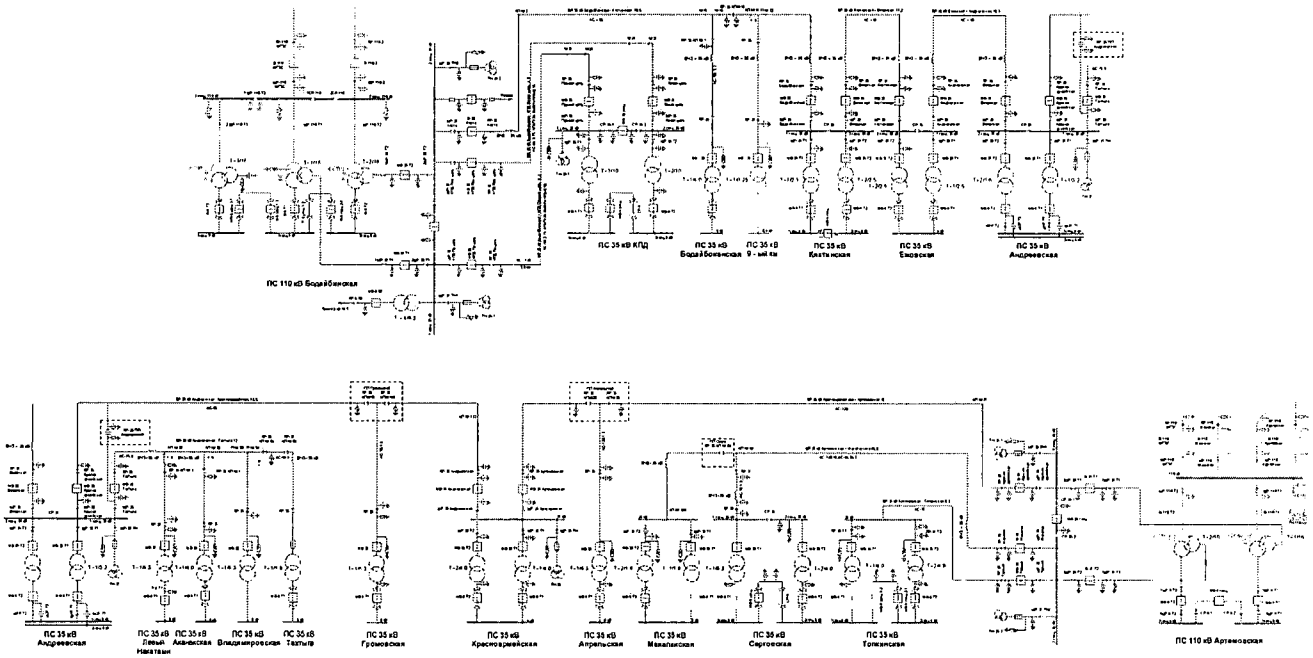


Рис. 1.1.3.8. Схема сети 110-35 кВ в районе ПС 110 кВ Артемовская.

Нагрузка ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составляла 4,72 МВА. Возможен перевод питания нагрузки

ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская в ремонтной схеме на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская (отключение на ПС 110 кВ Артемовская выключателя ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская, включение на ПС 35 кВ Андреевская выключателя ВЛ 35 кВ Андреевская – Красноармейская). После выполнения данного схемно-режимного мероприятия ток ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составит 195А, что не превышает длительно допустимой величины.

При ремонте в режиме летних нагрузок на ПС 110 кВ Артемовская наиболее мощного Т-1 и выполнения режимных мероприятий по переводу части нагрузки сети 35 кВ на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская, перегрузка оставшегося в работе Т-2 составит 28%.

Если для разгрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская рассмотреть возможность дополнительного перевода в ремонтной схеме всей нагрузки тупиковых ВЛ 35 кВ Артемовская – Макалакская и ВЛ 35 кВ Артемовская – Топкинская с ПС 110 кВ Артемовская на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская (путем отключения на ПС 110 кВ Артемовская выключателя В-35 Т2 и включения выключателя ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская, так как перевод только одной ВЛ 35 кВ невозможен, см. схему ПС 110 кВ Артемовская на рис. 1.1.3.8), то суммарный ток ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составит 363А, и превысит длительно допустимую величину 330 А.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в летний период в ремонтной схеме (для текущего уровня нагрузок по данным летних контрольных замеров) предлагается выполнить замену силового трансформатора Т-2 с 10 МВА на 16 МВА. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Артемовская.

1.1.3.3. Обоснование мероприятий по реконструкции распределительной сети 110 кВ в связи с технологическим присоединением потребителей

ПС 110 кВ Черноруд (реконструкция, перевод на проектную схему)

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Существующая ПС 110 кВ Черноруд имеет схему с двумя трансформаторами:

- Т-1 110/35/10 кВ 16 МВА (2013 г.в.);
- Т-2 35/10 кВ 4.0 МВА (1984 г.в.).

С учётом года выпуска для Т-2 ПС 110 кВ Черноруд не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

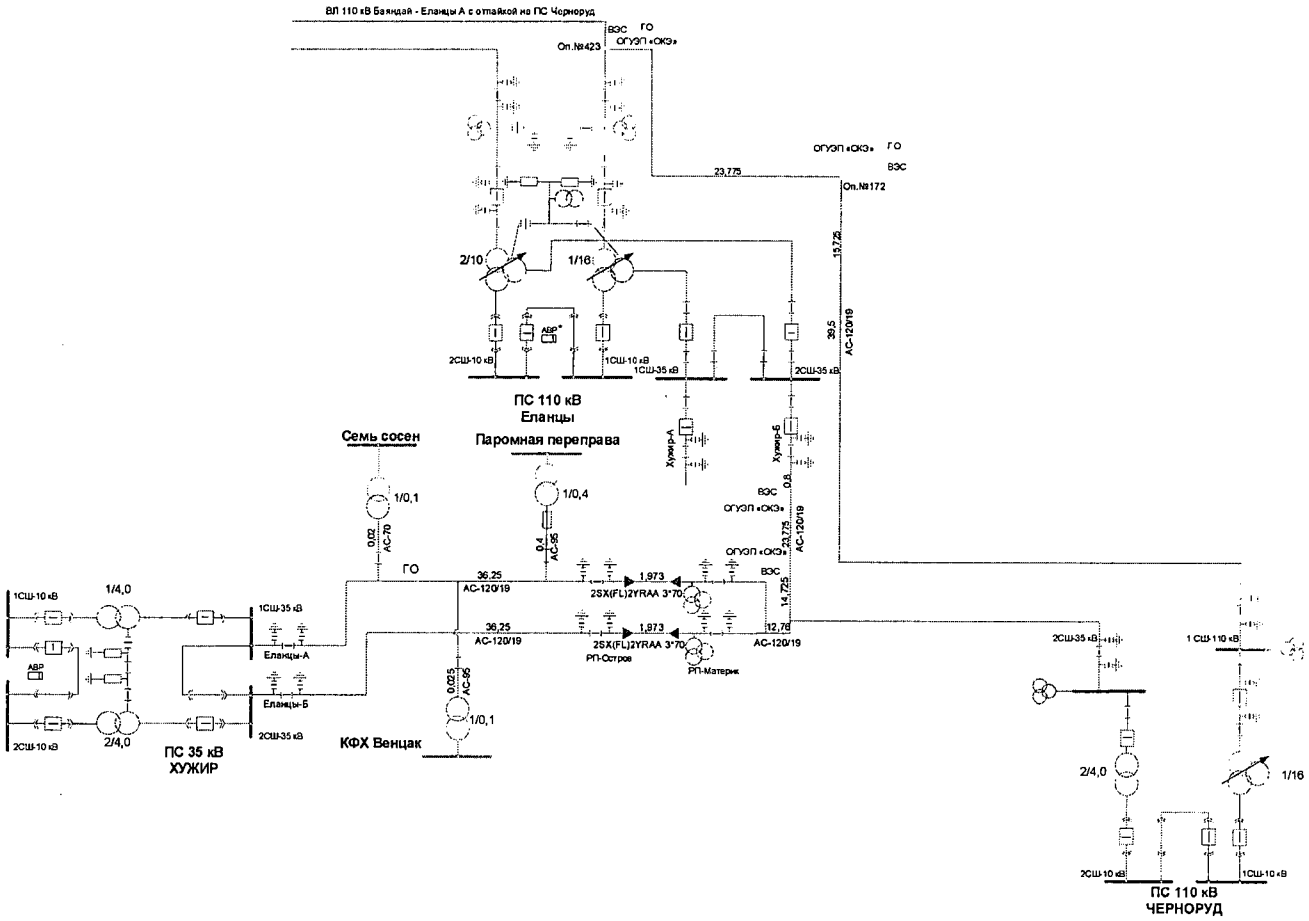


Рис. 1.1.3.4а. Схема сети 110-35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Чернорун.

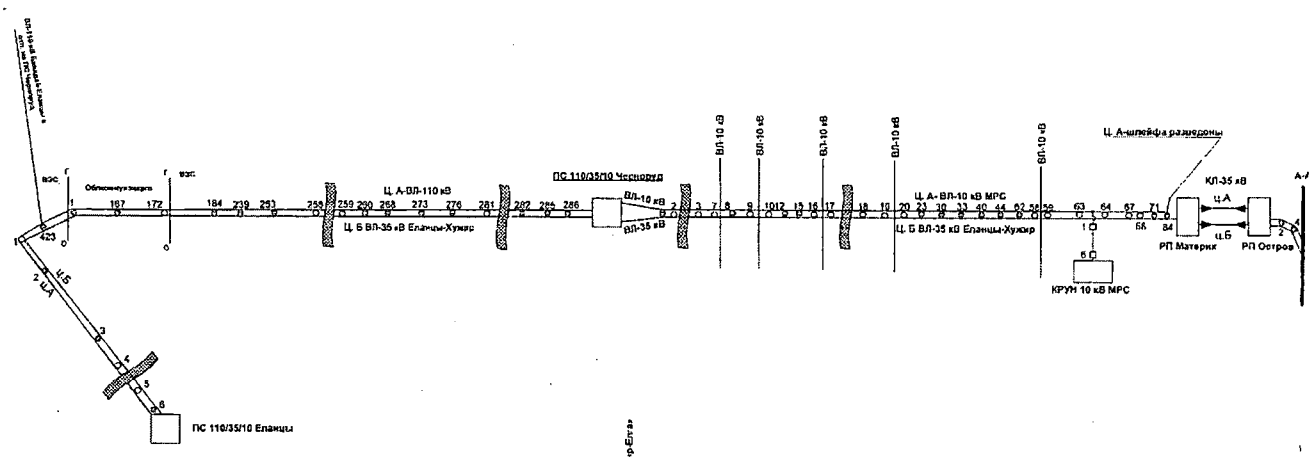


Рис. 1.1.3.4б. Схема ВЛ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Чернорун.

Питание Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Чернорун осуществляется по следующей схеме (рис. 1.1.3.4а и рис. 1.1.3.4б):

- Т-1 – отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь;
- Т-2 – от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Чернорун выполнен в габаритах 110 кВ с

подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС в зимний максимум составил:

- 2015-2016 гг: 3.28 МВА;
- 2016-2017 гг: 3.56 МВА;
- 2017-2018 гг: 3.81 МВА (19.01.2018);
- 2018-2019 гг: 4 МВА (09.02.20119 г. в 19-00 при температуре окружающего воздуха -28^{0}С)

Нагрузка по данным контрольного замера (19.12.2018 в 14-00 мск):

- 2018 гг: 2.88 МВА;

Мощность по утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение, но еще не реализованным составляет 10,034 МВт (в т.ч. 750 кВт по 2-ой категории надежности). На текущий момент в 5-и действующих ТУ на ТП суммарной мощностью 1,393 МВт указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд: по 2-й категории надежности 0,75 МВт (№571/19-ВЭС от 16.04.2019), по 3-й категории надежности: 0,085 МВт (№2882/18-ВЭС от 20.11.2018), 0,049 МВт (№70/19-ВЭС от 20.01.2019), 0,419 МВт (№301/19-ВЭС от 10.03.2019), 0,09 МВт (№329/19-ВЭС от 15.03.2019).

С учетом мощности по ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд (1,393 МВт) и эффекта совмещения нагрузок при отключении наиболее мощного трансформатора 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит длительно допустимое значение на 15%. Мероприятие по реконструкции ПС с заменой трансформатора включено в ТУ для указанных заявителей (приложение к тому). Возможности перевода нагрузки в районе ПС 110 кВ Черноруд нет в связи с отсутствием связей по сети 6-35 кВ.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2х4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1х0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1х0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1х0,1 МВА) и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд. По условиям селективности РЗА (по условиям настройки релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы) максимальный допустимый ток по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы составляет 135 А (8,2 МВА). Нагрузка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы по данным контрольного замера (19.12.2018 в 14-00 мск) составила 7,21 МВА (109 А), включая нагрузку Т-2 ПС 110 кВ Черноруд – 2,88 МВА и ПС 35 кВ Хужир – 3,82 МВА. нагрузку ПС 35 кВ Паромная переправа, ПС 35 кВ Семь сосен и ПС 35 кВ КФХ Венцак в сумме – 0,014 МВА (разрешенная мощность по АГО – 0,188 МВт).

Единовременный максимум нагрузки по ПС 35 кВ, запитанным от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, зафиксирован 09.02.2019 в 19-00ч и составил: ПС 35 кВ Хужир – 7,1 МВА, Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд – 4 МВА. Продолжительность токовой нагрузки ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир свыше 135 А

была более суток. Мощность по утвержденным, но еще не реализованным ТУ на ТП от ПС 35 кВ Хужир по данным ОАО «ИЭСК» составляет 7,308 МВт (так как в ТУ на ТП отсутствуют мероприятия по реконструкции внешней сети, информация о мощности нереализованных ТУ на ТП приведена справочно и в расчетах не учитывается).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир. Нагрузка в ремонтной схеме в зимний максимум по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше 135 А (свыше 8,2 МВА), что не позволяет обеспечить настройку релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы, а усиление ближнего резервирования на ПС 35 кВ и оснащение ВЛ 35 кВ основными защитами с абсолютной селективностью требует выполнения дорогостоящих мероприятий на 6 ПС (установку 3-х выключателей 35 кВ на 3-х ПС, организация каналов связи РЗА, установку новых защит, реконструкцию СОПТ). Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир Б составляет 90 км, с ростом нагрузки падение напряжения составит 14%, что приведет к проблемам качества напряжения у потребителей, соответственно потребуется установка БСК с АОСН. Перегрузка по току трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Черноруд в данном режиме с учетом ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд, и эффектом совмещения максимума нагрузок составляет 15 % сверх длительно допустимого значения. Мероприятия по реконструкции РЗА не снимают проблему перегрузки в зимних режимах трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд.

Еще одним вариантом для устранения «узких мест» существующей схемы ПС 110 кВ Черноруд в ремонтной схеме, связанных с проблемами в РЗА и перегрузкой по току трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд в режиме зимних максимальных нагрузок, является реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему с переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, а именно:

– с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ;

– с реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);

– переводом участка от оп.1 до оп.286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (см. рис 1.1.3.4б) на проектное напряжение 110 кВ:

• с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп.423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп.286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд, для перевода которой на 110 кВ, строительство участков ВЛ 110 кВ не требуется, достаточно переделать шлейфы на переходной оп.423 с ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ, и организовать заходы на ячейку 110 кВ нового Т-2 от ближайшей оп.286);

• с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп.1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения реконструкции составит 12 МВА: собственная существующая нагрузка – 4 МВА, нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир – 7,1 МВА, нагрузка по утверждённым, но нереализованным ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд – 1,393 МВА. С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Выполним технико-экономическое сравнение вариантов:

- Вариант А:
  - замена на ПС 110 кВ Черноруд существующего трансформатора Т-2 35/10 кВ 4.0 МВА на трансформатор 6,3 МВА – ориентировочная стоимость 15 млн. руб.;
  - установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН – ориентировочная стоимость 2х7,5=15 млн. руб.;
  - организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит – ориентировочная стоимость 25 млн. руб. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о.Ольхон.
  - реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ – ориентировочная стоимость 3х5=15 млн. руб.;
  - Итого 70 млн. руб.
- Вариант Б: реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему – ориентировочная стоимость 60 млн. руб., в составе:
  - установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ Черноруд – ориентировочная стоимость 25 млн. руб.;
  - реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд, переключение ВЛ 110 кВ и 35 кВ – ориентировочная стоимость 35 млн. руб.;

Итого предлагается вариант реконструкции ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, как более экономически выгодный по капитальным затратам. Также в этом варианте ниже эксплуатационные затраты на РЗА и потери электроэнергии (в связи с переводом участка ВЛ протяженностью около 40 км с 35 кВ на 110 кВ).

1.1.4. Отсутствие возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

1.1.4.1. Узкие места

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 основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- 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 Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;
- выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями района 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.

Снижение напряжения на транзите 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 – до 71,9 кВ.

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

- включение в работу БСК-1, БСК-2 ПС 500 кВ Тулун;
- включение в работу БСК-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 схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже минимально допустимого значения (далее – МДН) 90,6 кВ – 72,15 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 20 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС, являются:

- Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная.

- Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск.
- Установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 в соответствии с ТУ на ТП).

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 установке БСК.

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 основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Снижение напряжения на транзите 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Наиболее сложными СРС, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, являются:

- 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 (70) МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, являются:

- установка БСК на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар и на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 30 Мвар;

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена ограничен ПС 220 кВ Лена, ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Гидростроитель ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

- объекты генерации: Иркутская ТЭЦ-16;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель;
- выключатель ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена на ПС 220 кВ Лена.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ОАО «Коршуновский ГОК», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 120 тыс. человек. Загрузка Иркутской ТЭЦ-16 составляет 18 МВт и 3,55 МВт, что соответствует располагаемой мощности для рассматриваемых периодов.

ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 220 кВ Лена и отходящие от ПС ВЛ 110 кВ принадлежат Филиалу ОАО «ИЭСК» Северные электрические сети. На ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 220 кВ Лена установлено по два АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый.

Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже минимально допустимого

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Коршуниха в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже АДН 85,6 кВ – до 61 кВ с учетом работы АОСН на ПС 220 кВ Лена на включение БСК-2 при включенных в доаварийном режиме БСК-1, БСК-3.

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

- включение БСК-1 и БСК-2 ПС 220 кВ Северобайкальск;
- включение БСК-1-220 и БСК-2-220 ПС 500 кВ Усть-Кут;
- включение БСК-2 на ПС 220 кВ Лена;
- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-16.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ транзита остается ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ) – до 81 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 11 МВт на ПС 220 кВ Коршуниха.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является применение ПА (АОСН с УВ на ОН на ПС 220 кВ Коршуниха).

Снижение напряжения в энергорайоне Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети (далее – ВЭС)

Электроснабжение ВЭС осуществляется от трех центров питания: Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго», ПС 220 кВ Черемхово, ПС 220 кВ Правобережная ОАО «ИЭСК». Схема электрической сети кольцевая. ВЛ 110 кВ имеют большую протяженность. Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик -А) на Иркутской ТЭЦ-10;
- выключатель ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б) на Иркутской ТЭЦ-10;
- выключатель ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- выключатель ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- выключатель ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово.

Основным потребителем района является бытовая нагрузка. Тип нагрузки: коммунально-бытовая. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Численность населения ориентировочно 156 тыс. человек.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН 84,7 кВ – до 63,9 кВ.

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

- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10, Ново-Иркутской ТЭЦ;
- загрузка СК на ПС 500 кВ Иркутская (планируются к выводу).

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС остается ниже МДН (АДН 84,7 кВ) 88,6 кВ – 73 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 21 МВт на ПС 110 кВ ВЭС.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является установка СКРМ мощностью 78 Мвар на ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Новая Уда.

В соответствии с ТЭО «Разработка и внедрение системы Smart Grid в Иркутской энергосистеме (управление реактивной мощностью в электрических сетях Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети)» для целей снижения потерь электроэнергии запланирована установка БСК 2х5 Мвар на ПС 110 кВ Оса, и БСК 2х1 Мвар на ПС 35 кВ Усть-Уда. Места установки оставшегося объема БСК уточнить при проектировании с учетом планов установки БСК для целей снижения потерь.

Согласно решений ТЭО для целей повышения качества электрической энергии и требований по технической эксплуатации (недопущение перенапряжений, снижение аварийных отключений в летний период) требуется установка устройств ШР и УШР 10 кВ на ПС 110 кВ Баяндай, ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Качуг, ПС 110 кВ Усть-Орда, ПС 110 кВ Новая-Уда с устройствами режимной автоматики, оснащение остальных ПС 110 кВ ВЭС устройствами режимной автоматики, о расширение системы управления верхнего уровня по координации устройств режимной автоматики за счет подключения новых устройств режимной автоматики.

1.1.5. Обоснование реконструкции (замены оборудования) на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше без увеличения мощности

Братский ПП 500 кВ (замена ШР 500 кВ)

Техническое состояние реакторов на Братском ПП 500 кВ:

Р-1 фаза А №1165710 , Р-1 фаза В №1165711, Р-1 фаза С №1181642

Общее заключение: Дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 и более раз, происходит нагрев масла и бумажно-масляной изоляции. Выполняются условия прогнозирования "разряда" CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 626°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла. (Предполагаемые дефекты - перегревы токоведущих соединений, нагрев и выгорание контактов, ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана, ослабление и нагрев контактных соединений). Скорость нарастания газов в масле с превышением у всех фаз ПДК Р-1 активно началась с 2015г. 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.

Р-2 фаза А №1187504

Заключение: 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. Выполняются условия прогнозирования "разряда" CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 600°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

Р-2 фаза В №1117639

Заключение: Даже дегазацией превышения этилена не получается убрать до минимальных концентраций. И также до дегазации основной газ ЭТИЛЕН превышает в 5 раз и сопутствующие газы CO, CH4, CO2, C2H6. Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-маслянной изоляции. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

Протоколы прилагаются.

На основании вышеизложенного на Братском ПП 500 кВ необходима замена Р-1 и Р-2 500 кВ.

ПС 500 кВ Иркутская (замена автотрансформатора АТ-9)

В настоящее время на ПС «Иркутская» находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008г., когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию, (54года 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 1998году. Начиная с 2005года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов CO и CO2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.
- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию (54года 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 1981году. Начиная с 2000года периодически, происходит превышение концентрации в масле газов CO2, а с 2005года также

наблюдается превышение концентрации в масле газов СО, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

• АТ-9 фаза «С», АТ зав.№ 36939, 1963года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию (54года 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 2005году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов СО2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9.

В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации №937 от 13.08.2018г., необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

ПС 220 кВ Черемхово (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 220 кВ Черемхово участвует в транзите 500-220-110 кВ Братск-Иркутск, является центром питания электрических сетей Черемховского района. От ПС 220 кВ Черемхово по 110 кВ запитаны ПС 110 кВ Жаргон, ПС 110 Кутулик, ПС 110кВ Забитуй (Иркутская дистанция электроснабжения (ЭЧ-5) ВСДЭ ОАО «РЖД»), ПС 110кВ Оса, (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»).

На ПС 220 кВ Черемхово установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ, 1996 год ввода в работу, и АТДЦТН-125000/220/110, 1997 год ввода в работу, и два трансформатора ТДТН-80000/110/35/6, 1996 год ввода в работу, ТДТН-80000/110/35/6, 2011 год ввода в работу.

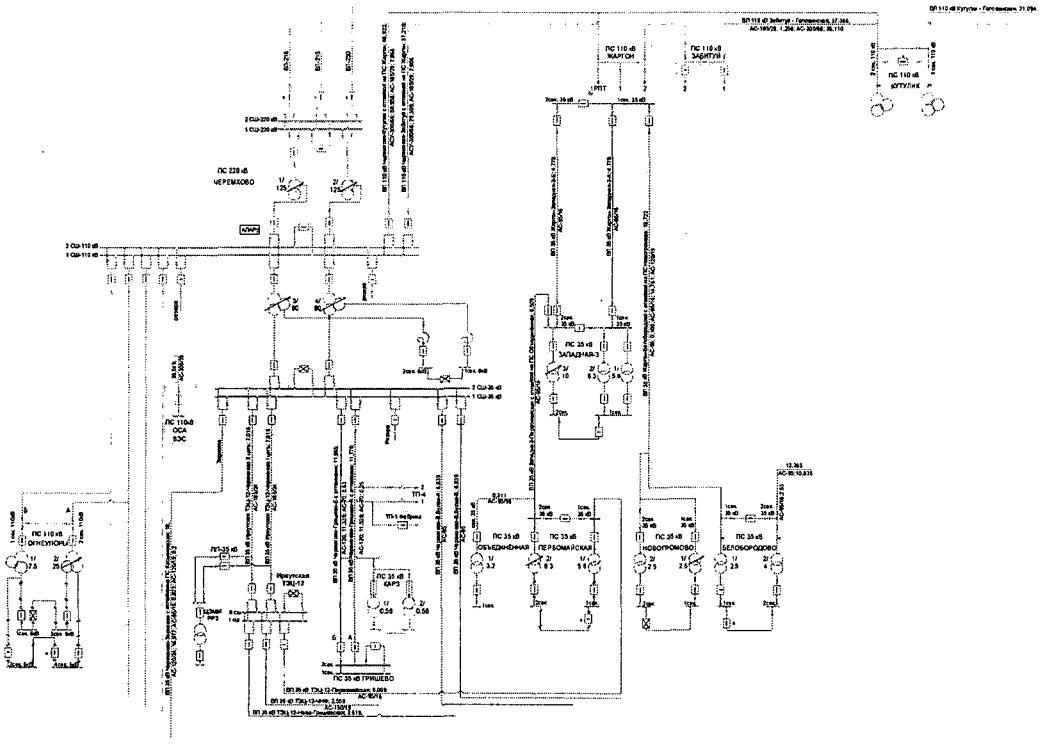


Рис. 1.1.6.1. Схема сетей в районе ПС 220 кВ Черемхово.

На ПС 220 кВ Черемхово основная защита транзитных линий 220 кВ и 110кВ ДФЗ-201, введена в эксплуатацию в 1983 году, и резервная защита ЭПЗ-1636, введена в эксплуатацию в 1976 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, что увеличивает время ремонта и снижает его качество (замена на б/у элементы). Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов устройств РЗА (материалы о работе РЗА прилагаются). К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты линий 35 кВ Зерновое, ТЭЦ-12 А,Б введённые в 1956 году, а также все РЗА, кроме прошедших реконструкцию за последние годы.

Учитывая, что выключатели 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и другие 1956 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой. Это относится и к трансформаторам напряжения 220 кВ 110 кВ 35 кВ, 1964 года выпуска. Шинные и линейные разъединители 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и линий 35кВ 6 кВ эксплуатируются часть с 1956 года, часть 1972 года и 1980 года.

Общее состояние строительных конструкций здания главного щита управления ПС 220 кВ Черемхово, ЗРУ-6кВ ПС 220 кВ Черемхово, здания релейной защиты ПС 220 кВ Черемхово оценивается как ограниченно-работоспособное.

Кабельные трассы на ОРУ-220кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ эксплуатируются с 1956 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100% (акт осмотра прилагается). Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные и силовые кабели, что приводит к отказам оборудования и аварийному отключению потребителей.

Исходя из вышеизложенного и во избежание рисков повреждения оборудования, требуется реконструкция ПС 220 кВ Черемхово:

- выполнить реконструкцию ОРУ 220, 110, 35 кВ и ЗРУ-6 кВ с заменой оборудования, выработавшего свой ресурс, и дальнейшая эксплуатация которого может привести к его аварийному повреждению;
- выполнить реконструкцию РЗА 220, 110, 35 кВ с заменой кабельных связей, строительством нового здания ГЩУ и РЩ;

Состав заменяемого оборудования определить при выполнении инженерного обследования специализированной организацией. Технические решения уточнить при разработке ПСД. Разработка ПСД будет осуществлена в 2020 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2024гг.

ПС 110 кВ Нагорная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Нагорная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 Байкальская – Нагорная цепи I и II, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Релейная,.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Нагорная, включающую:

1. реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

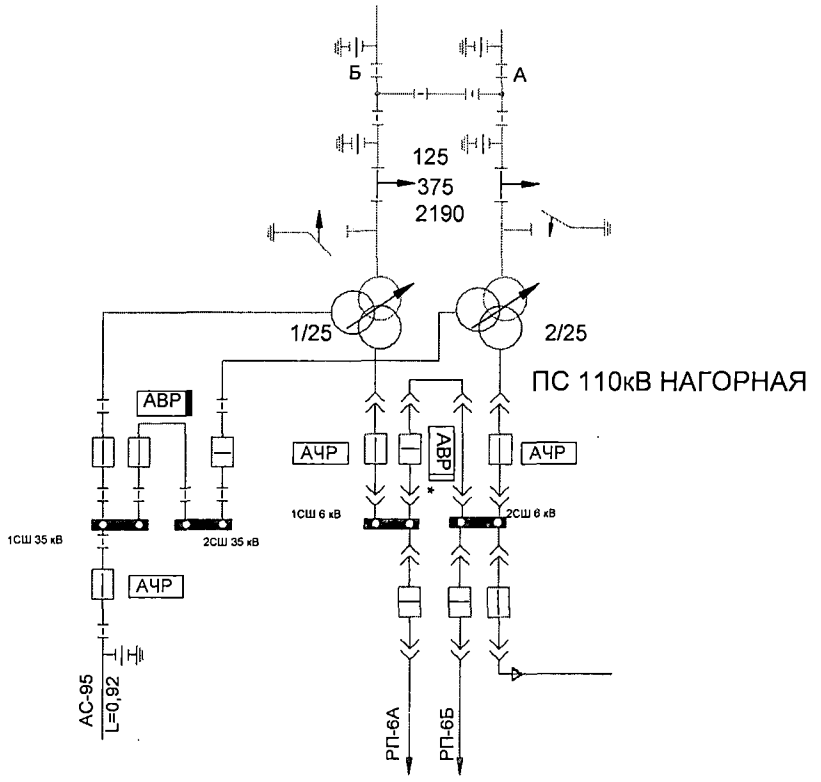


Рис. 1.1.6.2. ПС 110 кВ Нагорная.

ПС 110 кВ Октябрьская (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Октябрьская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Октябрьская, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

3. Замену ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки.

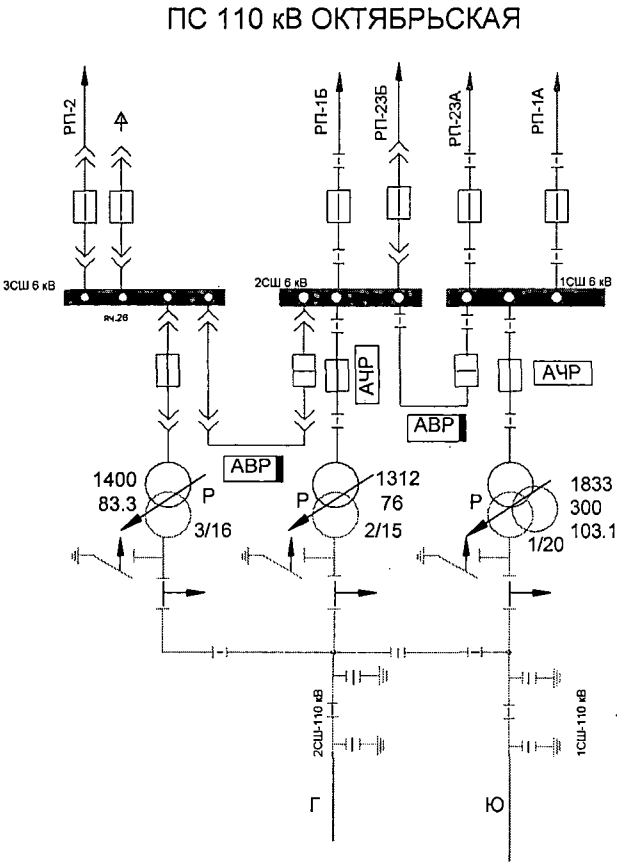


Рис. 1.1.6.3. ПС 110 кВ Октябрьская.

ПС 110 кВ Центральная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Центральная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Центральная, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

3. Реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки.

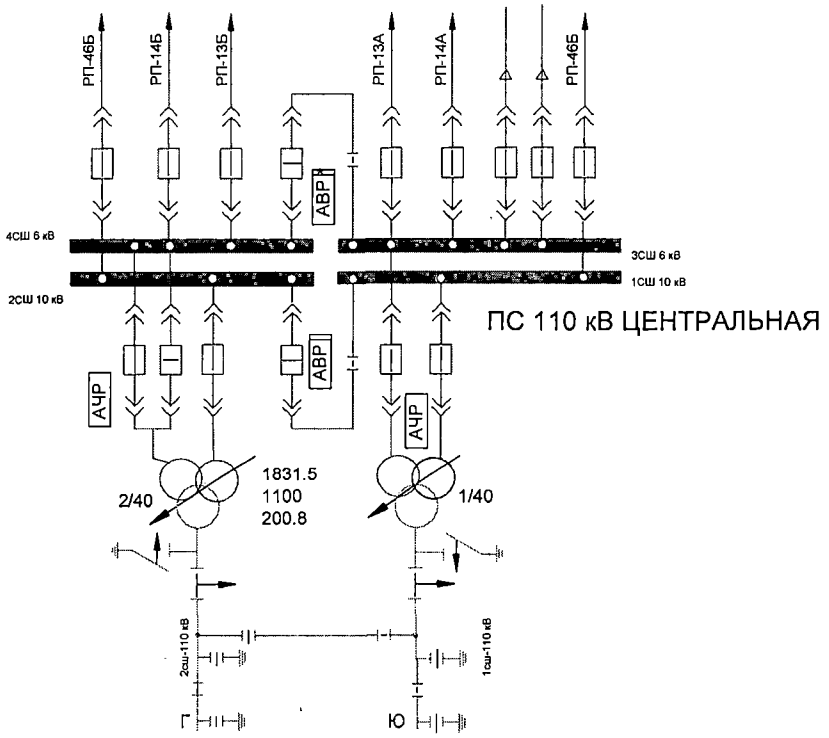


Рис. 1.1.6.4. ПС 110 кВ Центральная.

ПС 110 кВ Вокзальная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ. Вокзальная участвует в транзите ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками. ПС 110 кВ Вокзальная является центром питания для ТП ОГУЭП «Облкоммунэнерго» от которого запитаны социально важные объекты г. Усоле-Сибирское а также потребители II категории и такие социально важные потребители как «МУП Электроавтотранс», «Молокозавод». На ПС 110 Вокзальная установлены два трансформатора ТДН 16000/110/10 кВ 1970 года выпуска.

ПС 110 кВ Вокзальная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками, т.е. к отпаечным подстанциям: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ ЗГО, ПС 110 кВ Новожилкино, ПС 110 кВ Тельма.

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 Вокзальная эксплуатируются с 1972 года, на данный момент отсутствуют запасные части для выполнения ремонтов. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей. При отказе в работе отделителя и короткозамыкателя отключенной остается вся линия с отпайками на время оперативных переключений с выводом в ремонт поврежденного участка персоналом оперативно выездных бригад. Работа на включение короткозамыкателя и

отключение отделителя осуществляется действием защит, а ввод в работу оборудования осуществляется взводом привода в ручную.

На ПС 110 Вокзальная установлен КРУ типа К-XIII 1971 года выпуска. За время эксплуатации происходили повреждения оборудования в ячейках КРУН в следствии чего под воздействием электрической дуги повреждался корпус, происходила деформация металла с нарушением геометрических размеров ячейки. В процессе эксплуатации при физико-химическом взаимодействии окружающей среды на корпус КРУ образовалась коррозия металла, отсутствует утепление корпуса (Акт состояния КРУН-10 ПС 110 кВ Вокзальная от 19.02.2018). В КРУН отсутствует быстродействующая защита от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

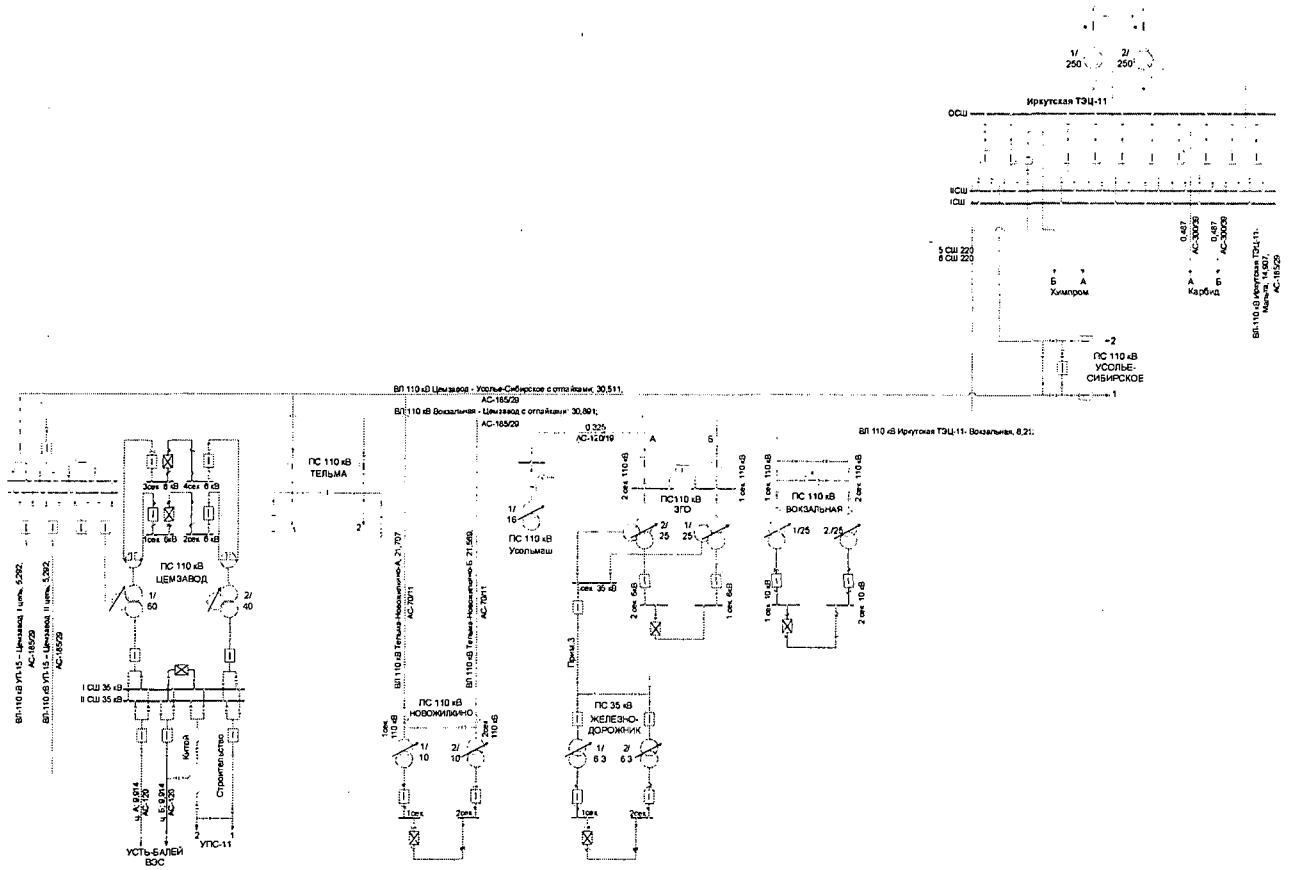


Рис. 1.1.6.5. Схема транзита Цемзавод – ТЭЦ-11

На основании вышеизложенного, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная:

- с заменой отделителей и короткозамыкателей 110 кВ. на элегазовые баковые выключатели с реконструкцией РЗА;
- с заменой КРУН на современное утепленное комплектное распределительное устройство с коридором обслуживания с ваккумными коммутационными модулями.

Разработка ПСД будет осуществлена в 2020-2021 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2022 г.

ПС 110 кВ Цемзавод (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 110 кВ Цемзавод участвует в транзите 110 кВ ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь, ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь, ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками, ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками. ПС 110 кВ Цемзавод является центром питания электрических сетей, питающих потребителей I категории ГСК ОАО «Саянскхимпласт», II категории ООО «Ангарский цемент», ООО «Стройпремиум», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Невская косметика». От ПС 110 кВ Цемзавод по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Усть-Балей (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», ПС 35 кВ УПС-11 ООО «Стройкомплекс».

На ПС 110 кВ Цемзавод установлены два трансформатора ТДТН-40000 110/35/6 кВ, 1976 год ввода в работу и ТДТГ-60000/110/35/6 год выпуска 1957. Суммарная нагрузка ПС составляет – 38,749 МВА.

Т-1 – ТДТГ-60000 110/35/6 кВ, год ввода в работу – 1960 на трансформатор установлено устройство переключений ответвлений ПБВ +-2*2,5%.

Т-2 ТДТН-40000 110/35/6 кВ, год ввода в работу - 1976. На трансформатор установлено устройство переключений ответвлений РПН +-9*1,78%, ПБВ +-2*2,5%.

Из-за разной мощности трансформаторов 40 МВА и 60 МВА, а также разных схем соединения обмоток 35 кВ невозможна их параллельная работа, поэтому перевод питания с одного трансформатора на другой по 35 кВ производится с полным отключением потребителей.

Кроме того, существующая ПС 110 кВ Цемзавод имеет ряд конструктивных особенностей. В связи с расположением ОРУ-110 в зоне интенсивного загрязнения два раза в год производится чистка оборудования от цементной пыли с отключением потребителей. Длительность чистки по графику составляет 25-30 календарных дня. Так как ПС 110 кВ Цемзавод транзитная в период ремонтной компании производится корректировка ремонтных работ на объектах, находящихся в транзите.

Цементная пыль имеет высокую адгезию и, оседая на изоляцию, снижает её изоляционные свойства. По этой причине на ОРУ-35 кВ часто повреждается оборудование 35 кВ (ТТ-35, ТН-35, подвесная изоляция), а также выходит из строя кабельная линия 35 кВ потребителя. За период с 2014 по 2018 год было 7 аварийных ситуаций, связанных с нарушением (пробоем) изоляции и возникновением режима однофазного замыкания на землю на системах шин 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

На ПС 110 кВ Цемзавод основная ДФЗ-201 и резервная защита ЭПЗ-1636 транзитной линий 110 кВ Цемзавод –Усолье-Сибирская с отпайками 1981 года выпуска введена в эксплуатацию в 1983 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов защит линий. К таким

снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты ПЗ-2 ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей I и II цепь, введённые в 1983 году, а также все РЗА, кроме недавно прошедших реконструкцию.

Учитывая, что выключатели 110 кВ транзитных линий и другие 1956-1961 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой (это относится и к трансформаторам тока стороны 35 кВ, года выпуска которых 1964, 1972).

Кабельные трассы на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ эксплуатируются часть с 1958 года, часть 1972 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%. Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные кабели, что приводит к отказам оборудования и недоотпуску эл.энергии потребителю. Подтверждающие документы приведены в приложении.

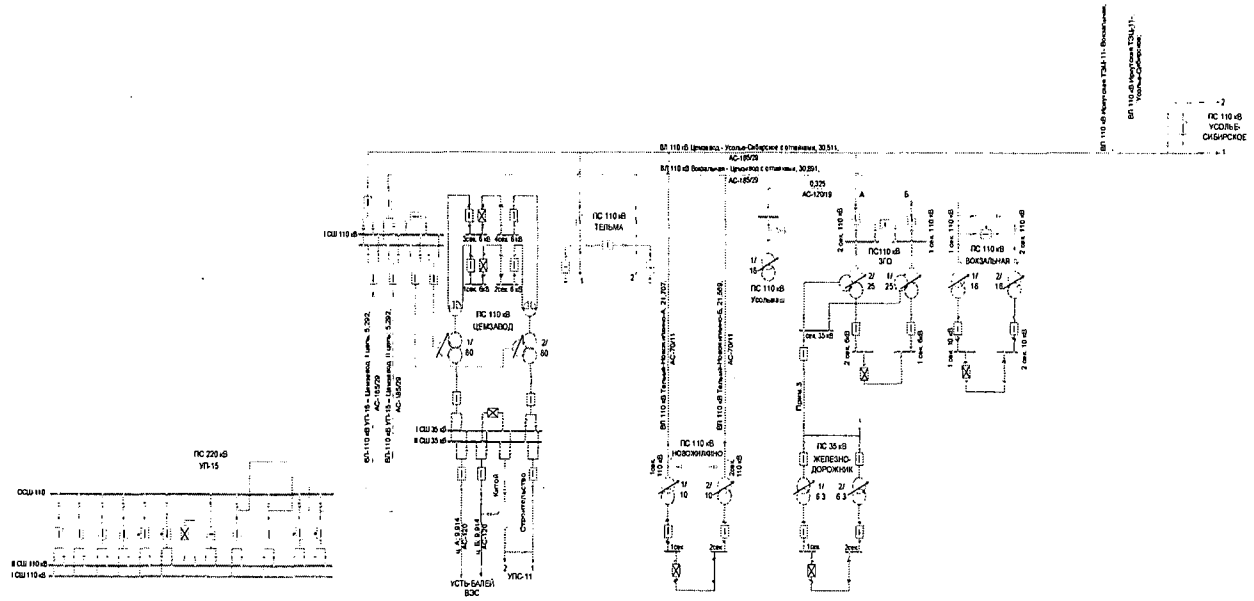


Рис. 1.1.6.6. Схема транзита УП-15 – Цемзавод – ТЭЦ-11

На основании вышеизложенного, необходима:

- комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип в железобетонных модулях с реконструкцией РЗА;
- замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности, но с РПН и схемой соединения обмоток, как на Т-2, для обеспечения возможности регулирования напряжения и обеспечения возможности параллельной работы Т-1 и Т-2 по 35 кВ для выполнения перевода нагрузки между трансформаторами без отключения потребителей.

ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)

ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск. На ПС установлены:

- Т-1 110/10 кВ – ТМ-6300 с ПБВ 110±2х2,5%, 1974 года выпуска;
- Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН 115±9х1,78%.

Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей, уровень напряжений на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять: 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и10,4 кВ в режиме наименьших нагрузок.

Уровень напряжения на шинах 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в течение года находится в пределах 121,3 – 118,9 кВ. Из-за недостаточного диапазона регулирования ПБВ на Т-1 (I положение коэффициент 10.5) напряжение на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск превышает 11,5 кВ. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей, в течение всего года в работе находится Т-2 (10 МВА). По причине дефекта РПН Т-2, регулирование напряжения выполняется через шаг с отключением трансформатора (заключение филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС» прилагается), что не позволяет выдерживать необходимый диапазон напряжений на шинах 10 кВ. При выводе в ремонт Т-2 и плановых работах на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольск питание ПС 110 кВ Никольск производится от ПС 110 кВ Усть-Орда. При данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество электроэнергии у потребителей, в том числе, у крупного социально-значимого потребителя - психиатрическая больница «Сосновый бор».

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Никольск в следующем объеме:

- замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН 115± 9х1,78%;
- ремонт (замена) устройства РПН Т-2;
- замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов.

ПС 110 кВ Мусковит (установка нового ОПУ, реконструкция устройств РЗА)

В соответствии заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» № 302-ТО от 2014 г. в отношении ПС 110 кВ Мусковит отмечены следующие проблемы.

ПС «Мусковит» введена в эксплуатацию в 1970-х годах. Существующее помещение ОДС (помещение центрального щита управления) расположено на втором этаже здания бывшей Мусковитской ТЭС, здание брошено, разрушается. Восточная стена помещения ОДС сдвинулась в сторону бывшего турбинного

цеха. В 2016 году стену закрепили с помощью стяжек. Бетонные потолочные балки имеют трещины, разрушаются перекрытия.

Панели вторичных цепей и устройств РЗиА находятся в помещении центрального щита управления ПС в здании ТЭС. Средний срок эксплуатации РЗА составляет 40 лет. Панели защит силовых трансформаторов не соответствуют требованиям ПУЭ (п.3.2.51), требуется замена, а также необходима замена панелей защит отходящих ВЛ-110-35 кВ.

Питание цепей вторичной коммутации, приводов выключателей и цепей РЗиА выполнено на постоянном оперативном токе (100 В) и осуществляется от кислотных аккумуляторных батарей, находящихся в здании ТЭС. Помещения аккумуляторной и ЗРУ-6 кВ не имеют отопления, что не допустимо при работе в зимнее время.

ПС 110/35/6 кВ Мусковит осуществляет электроснабжение всех потребителей Мамско-Чуйского района - 2789 потребителей (в т.ч. 128 юр. лиц и 2661 физ. лиц), в том числе 30 социально-важных и объектов жизнеобеспечения района.

В связи с этим требуется строительство нового ОПУ с возможностью размещения диспетчерской службы, и с выполнением реконструкции РЗА.

ПС 110 кВ Знаменка (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Знаменка по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, запитанные от 1 СШ-110 кВ ПС 110 кВ Жигалово.

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Знаменка с заменой короткозамыкателя-отделителя 110 кВ на элегазовый выключатель.

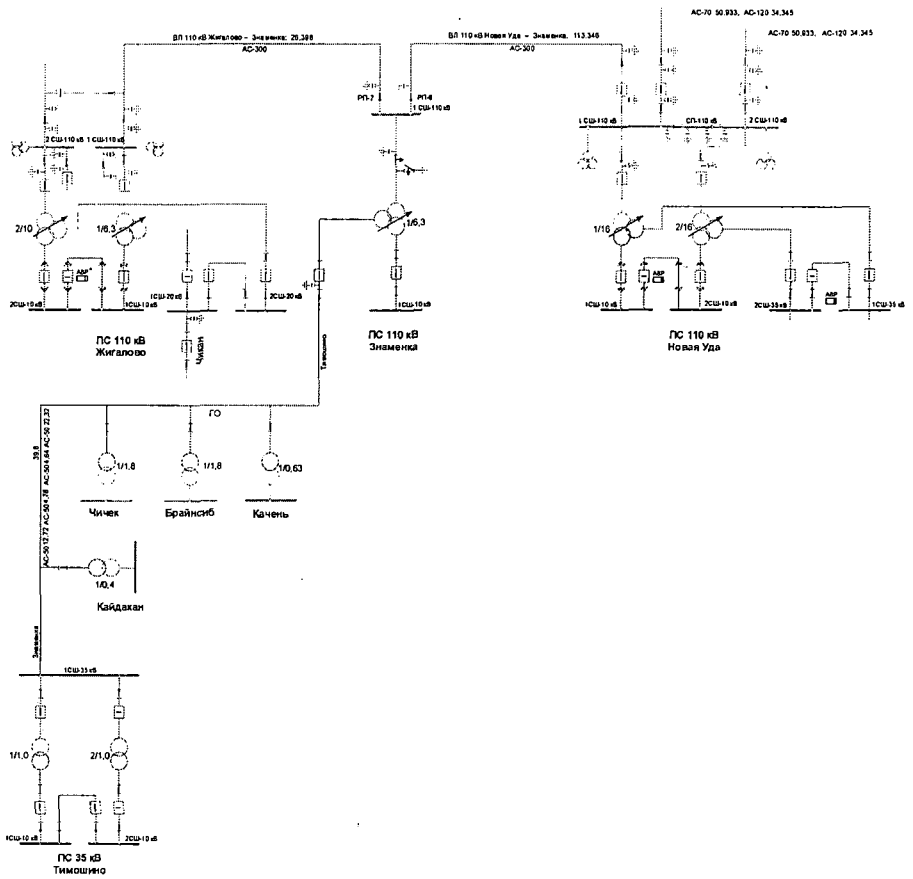


Рис. 1.1.6.7. Схема сети 110-35 кВ в районе ПС 110 кВ Знаменка.

2. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области

2.1. Результаты расчетов 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

Выполнены расчеты электрических режимов электрической сети 110 кВ и выше. Перечень рассмотренных электрических режимов:

- Зимний режим 2020 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2020 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2021 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2021 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2022 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2022 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2023 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2023 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2024 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2024 г. (максимум и минимум)

Все параметры электрических режимов соответствуют допустимым диапазонам. Результаты представлены в приложении в Приложении к настоящему тому (листы 1 – 20).

3. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

3.1. Проблемы на объектах ОГУЭП «Облкоммунэнерго» требующие дополнительной проработки

Строительство ПС 35/10 кВ Кристалл, двухцепная КЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Кристалл (отпайка от ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь) г. Усолье-Сибирское

Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЛЭП 35 кВ (3-х цепная КЛ-35 кВ (1 цепь – яч. №9 ЗРУ-35 кВ, 2 цепь – яч. №10 ЗРУ-35 кВ, кабельные линии проложены по территории ТЭЦ-11, ООО «Усольехимпрома» по кабельной эстакаде, далее заходят в кабельный киоск и из киоска выходят на опору ВЛ 35 кВ, 3 цепь – яч. №52 ОРУ-35 кВ – резервная, проложена по территории ТЭЦ-11 в кабельном тоннеле, по территории ООО «Усольехимпром» в кабельных лотках и далее заходит в кабельный киоск), 2-х цепная ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь). Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 6,5 км, протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 9 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резервная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – кабельная линия марки АПвВнг (1х150/15-35). Год ввода в эксплуатацию ВЛ 35 кВ – 1968 год. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-185, АС-240 с применением ж/б и стальных опор. На всем протяжении ВЛ 35 кВ имеется защита от грозовых перенапряжений в виде грозозащитного троса марки ПС-50.

На ПС 35 кВ ГПП-1 установлены два силовых трансформатора ТДН-20000/35/6 кВ. В зимний максимум потребления (26.01.2017) нагрузка трансформаторов ПС в нормальном режиме составила: Т-1 – 11,6 МВт (13 МВА, 65% от номинальной мощности трансформатора 20 МВА); Т-2- 11,6 МВт (13 МВА, 65%). В случае отключения одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит допустимое значение на 24%. (по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как ближайший свободный центр питания для сети 6 кВ (ПС 110 кВ ЗГО) расположен в другой части города на расстоянии около 5 км (по возможной трассе ЛЭП). Ближайший центр питания (ПС 110 кВ Вокзальная),

находящийся на расстоянии около 2 км (по возможной трассе ЛЭП), является закрытым (максимальная нагрузка ПС превышает мощность каждого существующего трансформатора), а также там нет РУ 6 кВ.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 5 МВт, но от ПС 35 кВ ГПП-1 запитаны потребители 2 категории надежности электроснабжения – объекты жизнеобеспечения: ТНС №№1,3,5 КНС №№1,5, 2 стационара Усольской многопрофильной больницы, станция скорой медицинской помощи, другие социально значимые объекты г. Усолье-Сибирское.

В 2018 году от ПС 35/6 кВ ГПП-1 выдано утвержденных ТУ на ТП в объеме 2 МВт, из них уже присоединено в 1,4 МВт, осталось присоединить 0,6 МВт. С учетом перспективной нагрузки, в случае отключения одного трансформатора в зимний период максимальных нагрузок, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки до 40%. Продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке в соответствии с ПТЭ допускается не более 120 мин.

При замене двух существующих трансформаторов на новые по 25 МВА каждый, загрузка одного трансформатора при отключении оставшегося в работе составит 112%, что не решает проблему перегрузки. Соответственно проблема решается только заменой трансформаторов на новые по 40 МВА каждый, что потребует полного переустройства ПС из-за других массогабаритных параметров трансформаторов (возможность расширения площадки ПС отсутствует).

Альтернативным решением является установка дополнительных трансформаторов. Стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 10 МВА, а с учетом транспортных расходов и СМР, альтернативный вариант еще более выгодный. Установка дополнительных трансформаторов на существующей площадке ПС 35 кВ ГПП-1 невозможна, требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсутствует) и полное переустройство всей ПС (ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ). Другим вариантом является установка дополнительных трансформаторов на отдельной площадке на новой подстанции.

Учитывая вышеизложенное, рекомендовано было строительство нового центра питания ПС 35/6 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС 35/6 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35/6 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35/6 кВ Кристалл (вместо ПС 35/6 кВ ГПП-1) планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП). ПС 35/6 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 В для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35/6 кВ Кристалл 6+2 МВт, необходима была установка трансформантов 2х10 МВА.

В 2018 году при организации инженерно-изыскательских работ на земельном участке под проектируемую ПС 35/6 кВ «Кристалл» подрядной организацией ООО «ИРПИ», выполняющей данные работы, был получен отказ в согласовании данных работ от администрации МО «г. Усолье-Сибирское». В настоящее время инвестиционной программой на 2020-2024 г.г. предусмотрены мероприятия по строительству нового центра питания 35/6 кВ ГПП-2 вблизи действующей ПС 35/6 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2021-2024 г.г.. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х25000 кВА. Окончательное решение определится на стадии разработки проектной документации.

ПС 35/6 кВ РП-5, ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5, г. Ангарск

Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПС№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5.

ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

От ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г.Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 кВ РП-5 на 24.01.2018: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%).

В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1206-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/6 кВ РП-5.

В филиал «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поступают заявки на технологическое присоединение. В период 2015-2018 гг выдано утвержденных ТУ на ТП коммунально-бытовых потребителей с

подключением от РП-5 в объеме 7,08 МВт. Также выдано утвержденных ТУ на ТП в на начале 2019 года в объеме 1,6 МВт (договора ТП не реализованы).

Учитывая вышеизложенное, рекомендована реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1.

Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, изменение точки подключения) ПС 35/6 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ). В связи с истечением срока их действия необходимо актуализировать ТУ на ТП.

Окончательное решение должно быть принято по результатам проектирования и технико-экономической оценки вариантов.

Обеспечение ТУ на ТП новых потребителей в с.Смоленщина Иркутского района

Электроснабжения потребителей вдоль Култукского тракта в районе с.Смоленщина и р.п. Маркова Иркутского района осуществляется от ТП 10 кВ филиала «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго», по ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Пивзавод, выполненной проводом АС-70. Существующая нагрузка на ВЛ 10 кВ – 2,5 МВт.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 3,8 МВт. Возможность дополнительного отбора мощности по существующей ВЛ 10 кВ отсутствует. В перспективе возможно увеличение мощности, в связи с нарезкой новых участков (900 участков), ориентировочная присоединяемая мощность 13,5 МВт.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза ВЛ необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ВЛ с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки, а также при разработке ТУ на ТП обеспечить включение мероприятий, необходимых для реализации ТП.

Обеспечение электроснабжения мкр. Китой г. Ангарск

Электроснабжение мкр. Китой г. Ангарск (около 4 тыс. жителей, а также социально-важные объекты и объекты жизнеобеспечения) осуществляется по двум КЛ-6 кВ протяженностью 3,2 км каждая (ААШв 3х150 мм2) от УПС-4 35/6 кВ Майская (ООО «Сибэнергоактив-Иркутск», ранее ОАО «АУС») яч. №17, №18. Введены в эксплуатацию в 2004 г. и находятся в собственности администрации Ангарского городского округа, обслуживаются филиалом

«Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» по договору безвозмездного пользования.

Выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,7 МВт. Максимальная токовая нагрузка по яч. №17 и ячейке №18 в зимний период составляет 160А и 190А соответственно. При увеличении отбора мощности потребителей сечение кабеля КЛ-6 кВ будет не соответствовать передаваемой нагрузке, вследствие чего значение длительных токовых нагрузок для силовых кабелей КЛ-6 кВ будет превышать предусмотренные пунктом 5а.9 ГОСТ 18410-73, пунктом 1.1 РД 34.20.508, пунктом 5.8.2 ПТЭЭСиС значения. При аварийном отключении одной из КЛ-6 кВ (яч.№17 или яч.№18) потребуется ограничение электроснабжения потребителей на время восстановления КЛ-6 кВ. С 2011 г. зафиксировано 34 аварийных отключений в мкр. Китой г. Ангарска по причине выхода из строя кабельных линий (в 2011г. – 3, 2012г. – 5, 2013г. – 4, 2014г. – 3, 2015г. – 6, 2016г. – 9, 2017г. – 4). Количество соединительных муфт на 1км КЛ-6 кВ превышает допустимое, установленное пунктом 2.3.70 ПУЭ (6-е издание). На питающем центре УПС-4 35/6 кВ» Майская» ОАО «АУС» длительное время не производились ремонты и реконструкция (владелец ПС находится в стадии банкротства), что в свою очередь снижает надежность электроснабжения потребителей мкр. Китой.

В связи с вышеперечисленным, получены ТУ на присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» №536/17-ЦЭС от 24.10.2017 г. на строительство двухцепной ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с точкой подключения: I, II СШ ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Прибрежная. Заключен договор на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 24.10.2017.

В рамках исполнения мероприятий ТУ на ТП предусмотрено строительство ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с двумя трансформаторами по 10 МВА каждый для электроснабжения потребителей мкр. Китой.

ПС 35 кВ Савватеевка, Ангарский район, ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 – Савватеевка

Электроснабжение ПС 35 кВ Савватеевка (Ангарский район) осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5 через переключающий пункт ПП-4, принадлежащий ООО «Сибэнергоактив-Иркутск» (ранее ОАО «АУС»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железобетонных опор, протяженность – 24,8 км, год ввода в эксплуатацию – 1987 г. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 –Савватеевка.

На ПС 35/10 кВ Савватеевка установлен силовой трансформатор марки ТМ-2500/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ 6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 9 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ Савватеевка в эксплуатацию – 1987. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается

заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1207-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Савватеевка.

ПС 35 кВ Савватеевка осуществляет электроснабжение 420 потребителей Ангарского района, 3 садоводства, в том числе социально-важные объекты (школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения района (2 котельные). Загрузка трансформатора составляет – 33,5 %. (замеры выполнены 24.01.2018) В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» действующие ТУ на ТП общей мощностью 1484,5 кВт, в том числе по 2 категории надежности электроснабжения – 1 МВт (АЭС-17/ФЛ-863 от 07.11.2017 года – 0,6 МВт по 2 категории, АЭС-18/ЮЛ-363 от 18.06.2018 года - 400 кВт по 2 категории, заявитель – ООО «Индейка Приангарья», электроснабжение птицеводческого комплекса).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 г., №1207-17-ТО, 2017 г. и выданными утвержденными ТУ на ТП необходима реконструкция ПС 35 кВ Савватеевка с установкой второго трансформатора мощностью 2500 кВА, заменой маслянных выключателей 10 и 35 кВ на новые, реконструкция ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 – Савватеевка с подвеской второй цепи на существующие опоры, с исключением прохождения ВЛ 35 кВ через переключающий пункт ПП-4, принадлежащей ОАО «АУС» (находится в стадии банкротства).

ПС 35 кВ Бирюсинка, г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ Бирюсинка осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35кВ Лена – Нефтебаза. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, год ввода в эксплуатацию – 1968.

На ПС 35 кВ Бирюсинка установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 7 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1205-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Бирюсинка.

От ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляет электроснабжение потребителей г. Усть-Кут, в том числе социально-важные (школа, поликлиника) и объекты жизнеобеспечения района (котельная). Год ввода ПС 35 кВ Бирюсинка в эксплуатацию – 1968. Загрузка трансформатора составляет – 2,9 МВт, 78 % (замеры выполнены 24.01.2018).

В настоящее время в филиал «Усть-Кутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,8 МВт, в т.ч. на объект жизнеобеспечения – новая котельная (0,53 МВт).

Выполнена проектная и рабочая документация на реконструкцию ПС 35/6 кВ Бирюсинка, получено положительное заключение гос. экспертизы. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ.

Выполняется процедура технологического присоединения второго трансформатора ПС 35 кВ Бирюсинка к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

ПС 35 кВ Тальники, с. Тальники, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 г., принята на баланс ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в 2015 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Онот – Тальники.

На ПС 35 кВ Тальники установлен силовой трансформатор ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1960г. выпуска). Нагрузка трансформатора составляет 0,4 МВт. КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-133). Отсутствует релейная защита силового трансформатора. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1209-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Тальники.

ПС 35/10 кВ Тальники осуществляет электроснабжение потребителей с. Тальники, п. Юлинск (Черемховский район), в том числе социально-важных (больница, школа, детский сад, администрация).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 г., №1209-17-ТО, 2017 г. необходимо выполнить реконструкцию ПС с установкой второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА, реконструкцией и замену оборудования ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, реконструкцию отпайки (ВЛ 35) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот с заменой существующих опор на железобетонные или металлические опоры, заменой существующего провода.

Выполняется процедура технологического присоединения второго трансформатора ПС 35 кВ Тальники к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

ПС 35 кВ Нижний Кочергат, п. Нижний Кочергат, Иркутский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Туристская (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35кВ выполнена на железобетонных и металлических опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 48,05 км. Год ввода в эксплуатацию 2000.

ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляет электроснабжение потребителей п. Нижний Кочергат, п. Малое Голоустное, п. Большое Голоустное (Иркутский район), в том числе социальные (больница, школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения города (котельная).

На ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат установлен силовой трансформатор ТМ-6300/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Нагрузка трансформатора составляет 2,9 МВт. КРУ-10 кВ выполнено из одной секции шин (4 ячейки). Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель В1-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1208-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,5 МВт.

Выполнены проектные работы по реконструкции ПС 350 кВ Нижний Кочергат и ВЛ 35 кВ Туристская – Н. Кочергат. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-10 кВ.

Ранее были выданы ТУ на ТП проектируемой ПС 35 кВ и реконструкцию существующей ПС 35 кВ Нижний Кочергат, 2012 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ). В связи с истечением срока их действия выполняется процедура оформления новых ТУ на ТП.

Электроснабжение потребителей п.Тибельти Слюдянского района

Электроснабжение потребителей п.Тибельти Слюдянского района осуществляется по ВЛ 10 кВ Шулута – Тибельти (ОГУЭП «Облкоммунэнерго»), подключенной отпайкой от ВЛ 10 кВ Зун-Мурино – Шулуты 20 км (филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»). Протяженность ВЛ 10 кВ Шулуты – Тибельти составляет 12,2 км, выполнена на деревянных опорах с железобетонными приставками. ВЛ-10 кВ Шулута – Тибельти проходит в заболоченной местности, что затрудняет ее эксплуатацию, аварийный и плановый ремонт. Общая протяженность существующей ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Зун-Мурино до п.Тибельти составляет 32,2 км, что для ВЛ 10 кВ является сверхнормативной протяженностью для данного класса напряжения.

В соответствии с п.21 предписания 8.22/0388/3430 р/кр/2014 от 24.11.2014 г. и п.297 предписания № 22/0247Э от 08.07.2016 Енисейского управления Ростехнадзора в адрес ОГУЭП «Облкоммунэнерго», опоры ВЛ 10 кВ имеют предельно допустимую степень загнивания древесины и требуют их замену на всем протяжении.

Для решения проблемы электроснабжение потребителей п.Тибельти с учетом аварийного состояния существующей ВЛ 10 кВ Шулута – Тибельти были предварительно рассмотрены два варианта:

1 Вариант: Реконструкция существующей ВЛ 10 кВ Шулуты – Тибельти, протяженностью 12,2 км с вынос ВЛ 10 кВ с болотистой местности и лесного

массива вдоль автомобильной дороги в железобетонном исполнении проводом СИП-3. Ориентировочная стоимость всего комплекса работ по реконструкции (ПИР, СМР, ПНР) оценивается около 32 млн. руб.

2 Вариант: Учитывая, что через п.Тибельти проходит ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино (филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»), то рассматривается возможность строительства нового центра питания в п.Тибельти – ПС 35/10 кВ с одним трансформатором 35/10 кВ с подключением её отпайкой от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино мощностью 1 МВА (общая трансформаторная мощность ТП 10/0,4 кВ в п.Тибельти составляет 1280 кВА). Отпайка 35 кВ от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино на железобетонных опорах до ПС Тибельти – 0,09 км, ВЛ 10 кВ от ПС Тибельти в железобетонном исполнении проводом СИП-3 до существующих распределительных электрических сетей 10 кВ п.Тибельти» – 0,594 км. Ориентировочная стоимость всего комплекса работ по строительству (ПИР, СМР, ПНР) оценивается около 9 млн. руб.

Выполняется процедура получения технических условий на технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго». После получения технических условий, по итогам технико-экономической оценки будет определен окончательный вариант.

ПС 35 кВ Мелькомбинат, г. Тайшет

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Мелькомбинат осуществляется по двухцепной ВЛ 35 кВ Тайшет – Мелькомбинат А (Б) от ПС 500 кВ Тайшет (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-120, с применением металлических и железобетонных опор, протяженностью – 3,095 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 г.

На ПС 35 кВ Мелькомбинат установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый (ТДНС-10000/35/10 и ТД-10000/35/10) – 1977 г. выпуска, в ОРУ-35 кВ на вводе Т-1 установлен масляный выключатель 35кВ, на вводе Т-2 блок «отделитель-короткозамыкатель», КРУН-10 кВ выполнено из двух секций шин, состоящее из 20 ячеек, 1956-1976 годов выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-10 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Отсутствует релейная защита трансформатора Т-2. Год ввода ПС Мелькомбинат в эксплуатацию – 1978/1982 г.г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1210-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Мелькомбинат.

От ПС 35 кВ Мелькомбинат осуществляется электроснабжение около 5000 потребителей южной части г. Тайшет, а также социально-важные объекты (школы, детский сад, объекты здравоохранения, ФКУ СИЗО) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов достигает 80% (на 15.01.2017 г. нагрузка Т-1 – 7,35 МВА, Т-2 – 7,44 МВА). В случае выхода из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор будет работать с перегрузкой до 60%. По данным собственника перегрузочная способность трансформаторов принимается в соответствии с требованиями

Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке не более 45 минут.

В настоящее время в филиале «Тайшетские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 2 МВт, что также в дальнейшем повлечет рост нагрузки трансформаторов Т-1, Т-2 ПС Мелькомбинат.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется выполнить корректировку ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

ПС 35 кВ Уда-2, ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, п. Шумский, Нижнеудинский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Уда-2 осуществляется по ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, подключенной ответвлением от ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог (ОАО «ИЭСК»). Ответвление ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский выполнено проводом марки АС-50, с применением деревянных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1203-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский.

На ПС 35 кВ Уда-2 установлены два силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА (ТМ-1600/35/10), 1973 года выпуска, КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-10). Данный тип оборудования, требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют. Отсутствует релейная защита трансформаторов Т-1 и Т-2. На ПС частично разрушено маслоприёмное устройство. Год ввода ПС 35 кВ Уда-2 в эксплуатацию – 1980 г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. на ПС 35/10 кВ Уда-2.

От ПС 35 кВ Уда-2 осуществляет электроснабжение 2,5 тыс. населения п. Шумский, Нижнеудинского района, а также социально-важные объекты (школа, два детских сада, почтовое отделение, администрация, пожарная часть) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 достигает 80% от их номинальной мощности. Токовая нагрузка достигает 135А по напряжению 10 кВ (на 15.01.2017). В случае выхода одного трансформатора из строя, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 57%. По данным собственника перегрузочная способность

трансформаторов определяется в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 45 минут.

На основании заключения филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. рекомендована реконструкция ответвления ВЛ 35 кВ Рубахино-Шумский от места присоединения к ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог с заменой существующих опор на железобетонные опоры или металлические опоры, с заменой существующего провода и, в связи с превышением допустимой токовой нагрузки оборудования, реконструкция ПС 35/10 кВ Уда-2 с заменой существующих силовых трансформаторов 1,6 МВА на трансформаторы большей мощности по 2,5 МВА каждый, реконструкцию маслоприёмного устройства, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключателей 35 кВ, реконструкцию КРУ-10 кВ.

ВЛ 35 кВ ГПП-1 – Утулик, Слюдянский район

Имеется предписание Енисейского управления Ростехнадзора №8.22/0388/3430-р/кр/2014 от 24.11.2014 о необходимости выполнения реконструкции ВЛ 35 кВ ГПП-1 – ПС Утулик протяженностью 7,6 км, с подвеской второй цепи и восстановлением линейного разъединителя 35 кВ ПС-35/6 кВ Утулик, с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка, Ольхонский район

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1204-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка.

ПС 35/6,3-10 кВ Байкальск, Слюдянский район.

Электроснабжение ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ БЦБК. ВЛ-35 кВ находится в ведении филиала ЮЭС ОАО «ИЭСК». Здание ГПП-1 смонтировано в 1971г, трансформатор №1 ТД-10000/35 -1962 года выпуска, трансформатор №2 ТДНС-10000/35 - 1999 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 6,2 МВт, Т-2 – 4,6 МВт. ЗРУ-6 кВ выполнено из двух секций шин, состоящие из 29 ячеек, 1966 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1970-е года. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребителей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизнеобеспечения города.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 25 МВт (в том

числе особая экономическая зона туристско-рекреационного типа, заявки №№ИЭС-19/ЮЛ-00000000094 от 13.02.2019 года, ИЭС-19/ЮЛ-00000000095 от 13.02.2019 года по классу напряжения 10 кВ по второй категории надежности на общую мощность 20 МВт).

Для приведения ПС к нормативному состоянию требуется:

• ремонт здания (замена кровли (шифер на профилированный лист), ремонт полов, косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические), реконструкция освещения помещений.

• реализация мероприятий по созданию защиты трансформатора Т-2 по напряжению 35 кВ, т.к. в случае короткого замыкания на вводах 35 кВ возможен его выход из строя.

• установка второго блок выключателя 35 кВ для защиты трансформатора Т-2. Монтаж второго блок выключателя включалась в инвестиционную программу предприятия, подрядчиком не были выполнены работы.

• капитальный ремонт трансформатора Т-1 с заменой уплотнительных прокладок (течь масла).

• реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в ЗРУ-6 кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели на выкатном элементе, т.к. на ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции.

• перенос порталов, а также монтаж ограждения периметра ПС.

• установка ТН-35кВ в комплекте с разъединителем.

• реализация мероприятий по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств.

Учитывая вышеперечисленное (необходимость комплексной реконструкции и замены всего оборудования и сооружений существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1), целесообразным является строительство нового питающего центра напряжением 35/6,3-10 кВ с трансформаторами 2*25000 кВА, с дальнейшим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1. Такой вариант позволяет выполнить работы по установке нового оборудования без вывода в ремонт существующего (реконструкция на существующей площадке ПС 35/6 кВ ГПП-1 требует длительного вывода в ремонт оборудования, также увеличивается стоимость СМР и ПНР на действующем энергообъекте).

3.2. Проблемы на объектах АО «БЭСК».

ПС 35/6 кВ №18, г. Усть-Илимск, ПС 35/6 кВ Строительная, г. Усть-Илимск, ВЛ 35 кВ 35-36.

В настоящий момент ПС 35/6 кВ №18 является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС №18 35/6 кВ смонтирована по временной схеме на передвижной платформе. Находится в санитарно-защитной зоне Усть-Илимского ЛПК, рядом с пожароопасными

хранилищами древесных отходов и опилок. ПС 35 кВ №18 запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ №18 установлены два трансформатора ТМ-3150 35/6 кВ, год ввода в работу – 1977. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис.3.2.1.

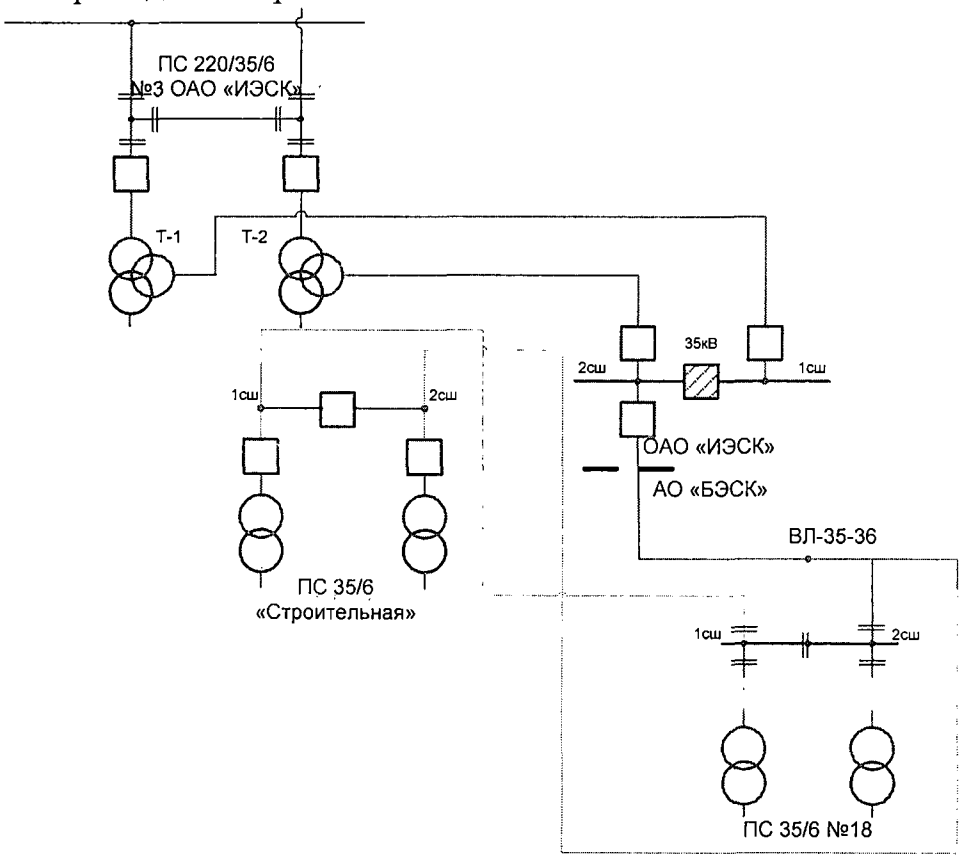


Рис. 3.2.1. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ №18, Строительная.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ №18 (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017г: Т-1 – 210А, 2183 кВт (69%), Т-2 280А, 2910 кВт (93%), дата 09.01.2017 в 10-30.
- 2018г: Т-1 – 250А, 2598 кВт (83%), Т-2 310А, 3222 кВт (102%), дата 17.01.2018 в 11-00.
- 2019г: Т-1 – 240А, 2494кВт (79%), Т-2 311А, 3228кВт (103%), дата 22.01.2019 в 10-20.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2015 г, но еще не реализованным, составляет 50кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ №18 составит –4227 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

До ближайших центров питания – ПС 220 кВ №3 и ПС 35 кВ «Строительная» расстояние по трассе составляет 10км и 1,5км соответственно.

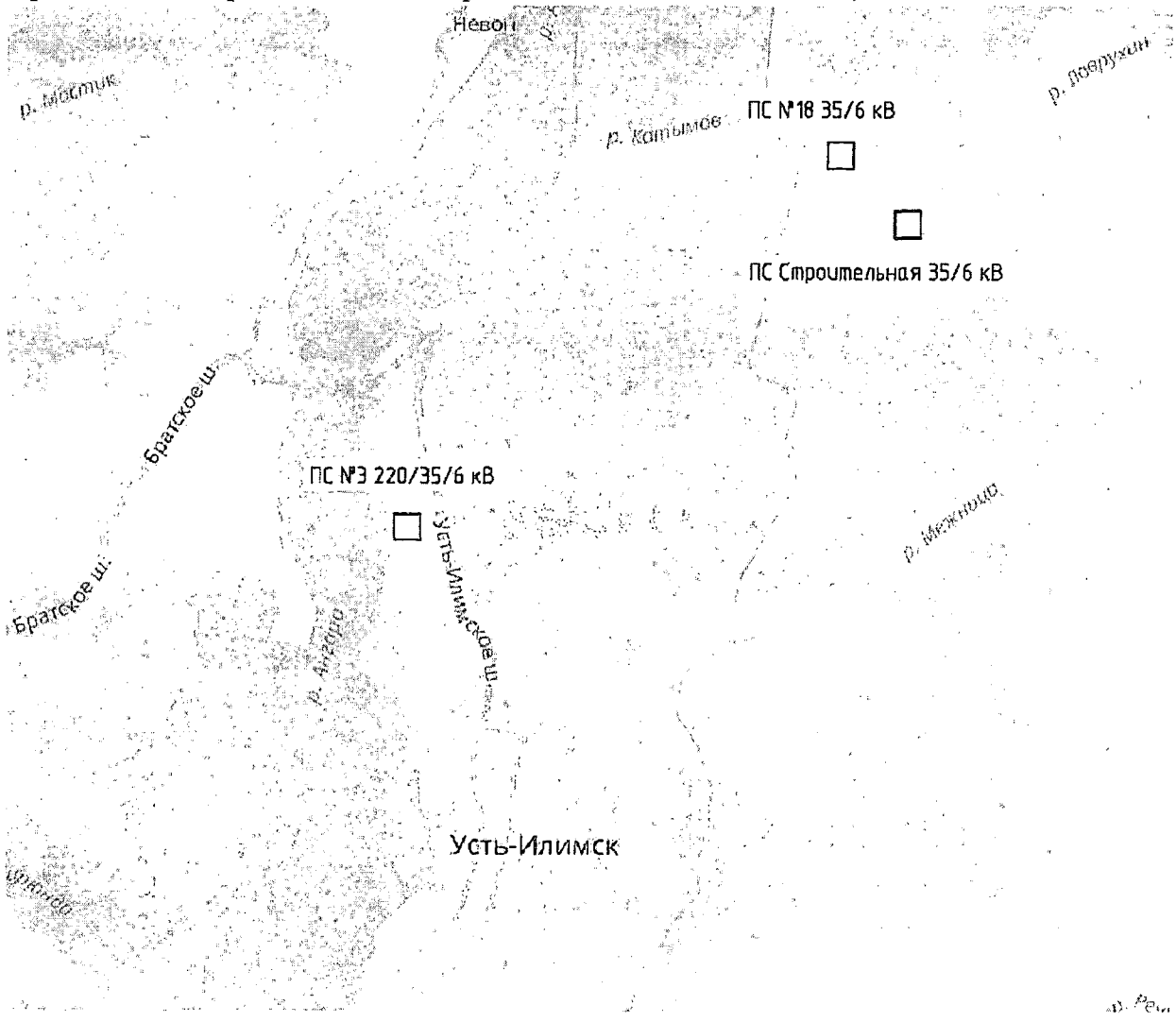


Рис. 3.2.2. Расположение ПС 35/6 кВ №18, Строительная.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить демонтаж существующей ПС 35 кВ №18, перевод эл. нагрузки 4227кВт на ПС 35/6 кВ «Строительная», строительство РП-6кВ в пожаробезопасном здании. После перевода эл. нагрузки – ПС 35 кВ № 18 будет работать как РП-6кВ.

Замена трансформаторов 2х3150кВА на трансформаторы большей мощности нецелесообразна ввиду необходимости полной реконструкции существующей ПС, также ввиду отсутствия необходимого земельного участка для строительства новой ПС, так как существующая ПС №18 смонтирована по

временной схеме на передвижной платформе (без выделения земельного участка), в 6-10 м от пожароопасных хранилищ древесных отходов и опилок.

В настоящий момент ПС 35/6кВ «Строительная» является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС 35 кВ «Строительная» запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ «Строительная» установлены два трансформатора ТД-10000 35/6 кВ, год ввода в работу – 1975. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена выше на рис. 3.2.1.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Строительная» (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017г: Т-1 – 530А, 5508 кВт (56%), Т-2 откл., дата 09.01.2017 в 10-35.
- 2018г: Т-1 – 780А, 8106 кВт (82%), Т-2 откл., дата 17.01.2018 в 10-30.
- 2019г: Т-1 – 1050А, 10912 кВт (110%), Т-2 150А, 5664кВт (57%), дата 17.01.2019 в 09-30.

Динамика изменений суммарной нагрузки трансформаторов за последние 3 года показывает ежегодный рост нагрузок. Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2017 г, но еще не реализованным, составляет 1953кВт.

Рассматривается заявка о подключении объектов ЗАО «КАТА» от ПС 35кВ «Строительная» по третьей категории по обеспечению надежности, с дополнительным увеличением максимальной мощности на 992кВт, на напряжение 35кВ объектов ИП Софроновой Н.А. от ВЛ-35кВ №35-36, по третьей категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 5000 кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Строительная» с учетом перевода мощности 4227 кВт с ПС 35 кВ №18 составит – 14480кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайшего центра питания – ПС 220 кВ №3 расстояние по трассе составляет 11,5км (смотри рис. 3.2.2.).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению

надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Строительная», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 10000 кВА на 16000 кВА.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 16000 кВА.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ «Строительная» с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

Перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 с учетом технологического присоединения на напряжение 35 кВ ИП Сафроновой Н.А. (с максимальной мощностью 5000 кВт) составит: 18080кВт (299А). С учетом дальнейшего роста нагрузки на объектах лесопереработки, расположенных в промышленной зоне, перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 составит - 23000кВт (380А).

ВЛ-35кВ №35-36 выполнена проводом АС-95 (ДДТН 320А, протяженность 10,8км), что приведет к превышению допустимой токовой нагрузки на 19%.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить реконструкцию ВЛ-35кВ №35-36, включающую:

– строительство двух цепной ВЛ-35кВ от разных секций шин 35кВ ПС 220кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», с увеличением сечения провода.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования необходимо проведение работы по оценке технического состояния существующей ВЛ-35кВ.

ПС 35/6 кВ Боково, г. Иркутск-2 (строительство нового центра питания 35кВ).

В настоящий момент подстанция ГПП 110/6 кВ ИАЗ, принадлежащая ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут» в соответствии с актом Ростехнадзора не имеет технической возможности по увеличению подключения новых нагрузок жилого района Иркутск -2 с максимальной мощностью – 640кВт.

Так же необходимо учитывать планируемый рост нагрузки на объектах авиазавода ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут», предусматривающий перевод электроснабжения жилого района Иркутск -2, с максимальной мощностью 8000 кВт, на другой источник питания.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Осуществить резервирование нагрузок 6 кВ от ПС 35кВ Ленино принадлежащей

Филиалу Южные электрические сети ОАО «ИЭСК» не возможно, ввиду отсутствия резерва мощности («закрытый» центр питания).

Расположение новой ПС 35/6 кВ «Боково» и ближайших ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и ПС 35 кВ Ленино приведены на рис. 3.2.3.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 640кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки новой ПС 35 кВ «Боково» с учетом перевода максимальной мощности 8000 кВт с ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и подключением индивидуальных жилых домов, строительство которых планируется в ж/р. Боково, составит – 12000 кВт.



Рис. 3.2.3. Расположение новой ПС 35/6 кВ «Боково».

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.4.

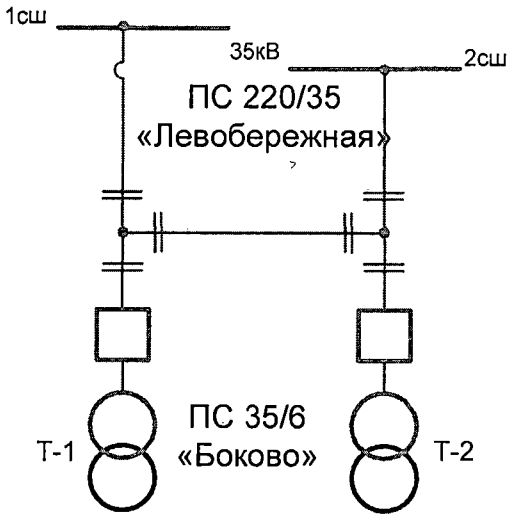


Рис. 3.2.4. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Боково».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания ПС 35кВ Боково, с двумя силовыми трансформаторами мощностью 16 МВА каждый. Подключение ПС 35 кВ Боково планируется от ВЛ-35 кВ Левобережная I, II, цепь с воздушными отпайками в соответствии с техническими условиями ОАО «ИЭСК» №4563/18-ЮЭС и заключенным договором №4563/18-ЮЭС от 21.02.2019г. на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к эл. сетям ОАО «ИЭСК».

Разработка ПСД осуществляется в 2017 – 2019 годы, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2019-2020 годах.

Дополнительно отмечаю, что данный проект включен в «Перечень приоритетных объектов строительства/реконструкции электросетевых комплексов, необходимых для социально-экономического развития Иркутской области, финансируемых в рамках инвестиционной программы Акционерного общества «Братская электросетевая компания» в 2019 году».

ПС 35/6 кВ Порожская, ж/р. Порожский г. Братска.

В настоящий момент ПС 35/6 кВ Порожская является центром питания электрических сетей, питающих ж/р. Порожский. ПС 35кВ Порожская запитана от одной ВЛ-35кВ №35-16 ПС 110 кВ Городская Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (по второй категории надежности), в том числе социальные объекты, например: новый детский сад, с максимальной мощностью 350кВт, с требуемой по проекту - второй категории по обеспечению надежности. На ПС 35кВ «Порожская» установлены два трансформатораТ-1 ТМ-4000 35/6 кВ, Т-2 - ТОNЬ-4000 35/6 кВ,

год ввода в работу – 1973. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.5.

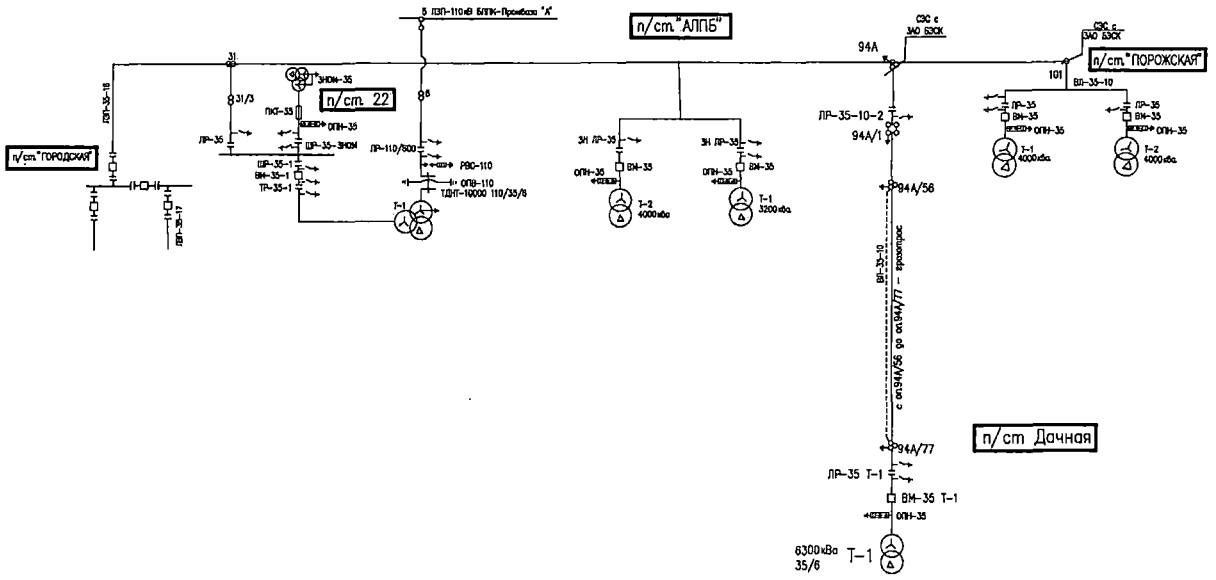


Рис. 3.2.5. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Порожская».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Порожская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016г: Т-1 – 1568 кВт (39%), Т-2– 2455 кВт (62%).
- 2017г: Т-1 – 2149 кВт (54%), Т-2 3519 кВт (88%).
- 2018г: Т-1 – 2006 кВт (51%), Т-2 3540 кВт (89%).

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2017 г, но еще не реализованным, составляет 506кВт.

Выданы ТУ на ТП и заключен в 2018г. договор об осуществлении технологического присоединения № 160/1 объектов клуба МБУК ж/р. Порожский по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 120кВт.

Выданы ТУ на ТП № 102/1 объектов школы МБОУ СОШ № 6 по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 1891кВт (учитывающий требования по усилению электрических сетей). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Порожская составит – 5807кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ «Порожская» не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В существующей схеме возможность резервирования части нагрузок 6 кВ ПС 35кВ «Порожская» осуществляется от ПС 35кВ «Дачная». Резервирование от

других ПС со строительством новых ЛЭП 6 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ «АЛПБ» с резервом мощности находится на расстоянии 7,4 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

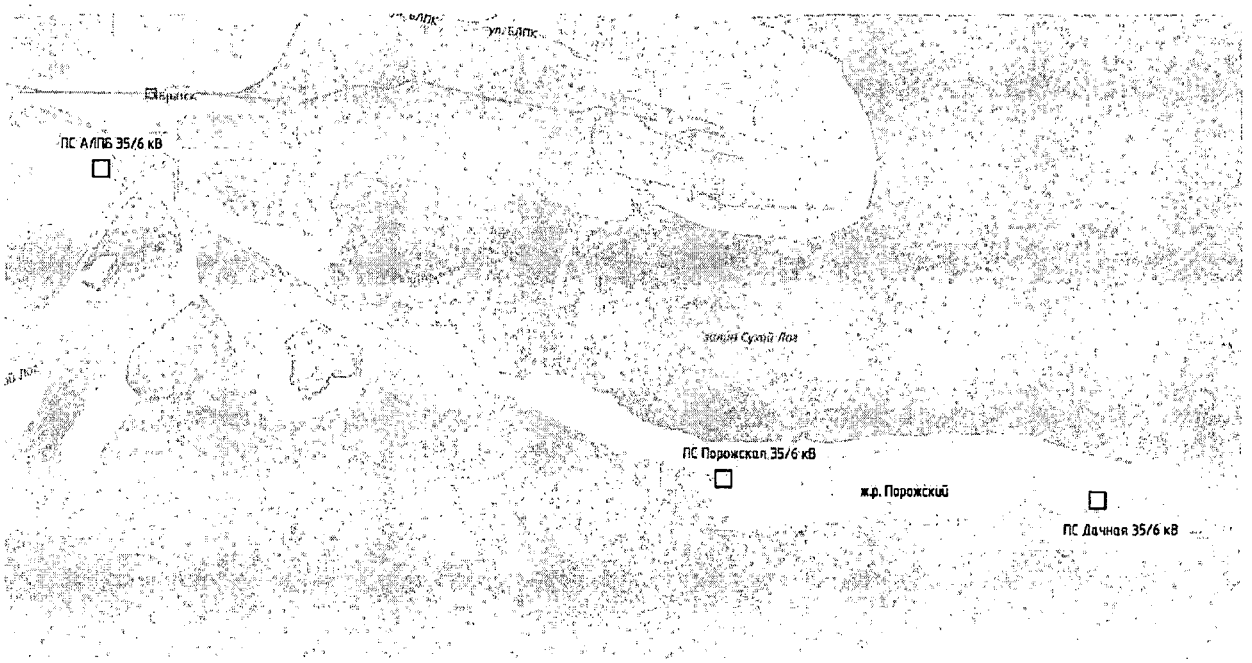


Рис. 3.2.6. Расположение ПС 35/6 кВ «Порожская».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Порожская», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 4000 кВА на 6300 кВА.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 6300 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Порожская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП (мероприятия включены в технические условия ОАО «ИЭСК» №93/18-СЭС и заключенный договор №93/18-СЭС от 18.06.2018г. на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к эл. сетям ОАО «ИЭСК»).

ПС 35/10 кВ Кургат, п. Прибрежный Братского района.

В настоящее время ПС 35/10 кВ Кургат является источником питания электрических сетей, питающих п. Прибрежный.

ПС 35кВ Кургат запитана от одной ВЛ-35кВ Кардой –Кургат от ПС 35 кВ Кардой Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК» на деревянных опорах, без ж/б приставок, протяженностью 8,9 км, год ввода 1977. На ПС 35кВ Кургат установлены два трансформатора Т-1 ТМ-1600 35/10 кВ, Т-2 - ТМ-1800 35/10 кВ, год ввода в работу – 1977.

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.7.

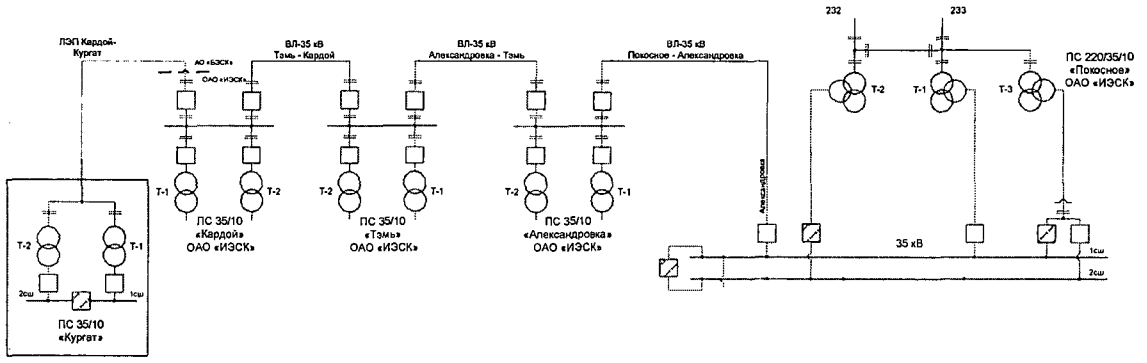


Рис. 3.2.7. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Кургат».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ Кургат (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017г: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17.01.2017г.
- 2018г: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17.01.2018г.
- 2019г: Т-1 – 91А, 1576 кВт (99%), Т-2– 70А, 1213 кВт (68%), дата 17.01.2019г.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 137,8кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Кургат составит – 2157кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Кургат не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ «Кардой» с резервом мощности находится на расстоянии 8,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

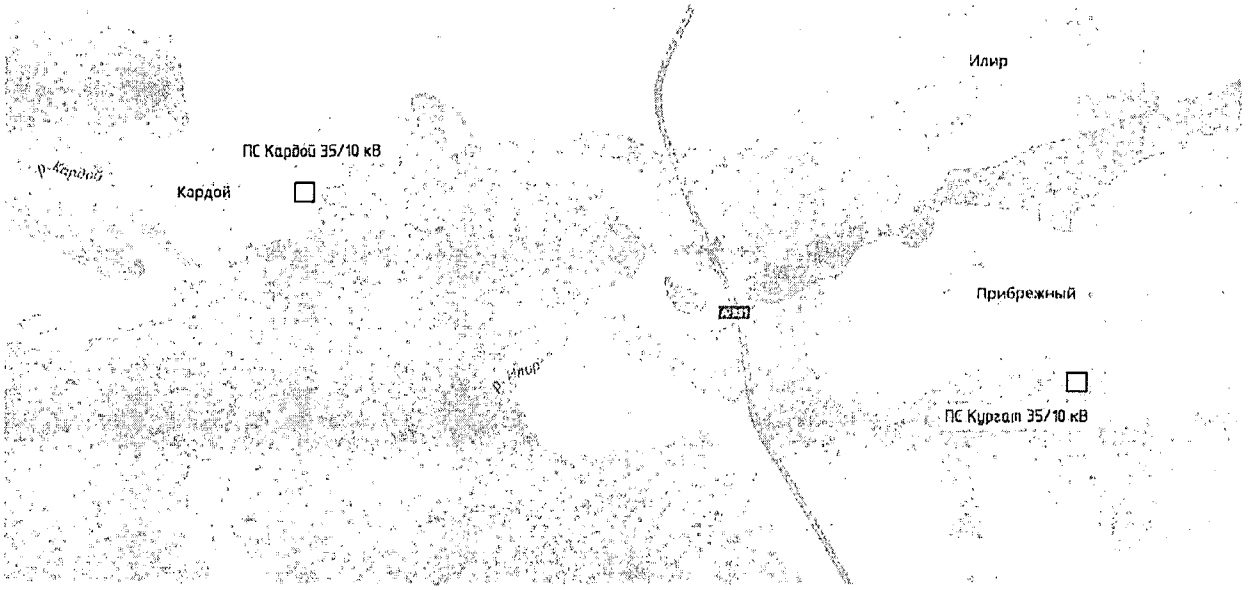


Рис. 3.2.8. Расположение ПС 35/10 кВ «Кургат».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Кургат», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 1600 кВА, 1800 кВА на 4000 кВА каждый.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 4000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ «Кургат» с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

ПС 35/10 «Октябрьская», Чунский район, п. Октябрьский.

В настоящее время ПС 35/10 кВ «Октябрьская» является источником питания электрических сетей, питающих р.п. Октябрьский.

ПС 35кВ «Октябрьская» запитана отпайкой от ВЛ-35кВ «Таежная Б» ПС 110 кВ «Лесогорск» Филиала Западные электрические сети ОАО «ИЭСК». Протяженность отпайки 3,5км, на деревянных опорах. На ПС 35кВ «Октябрьская» установлены два трансформатора ТМ-6300 35/10 кВ, год ввода в работу – 1983, 1985.

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.9.

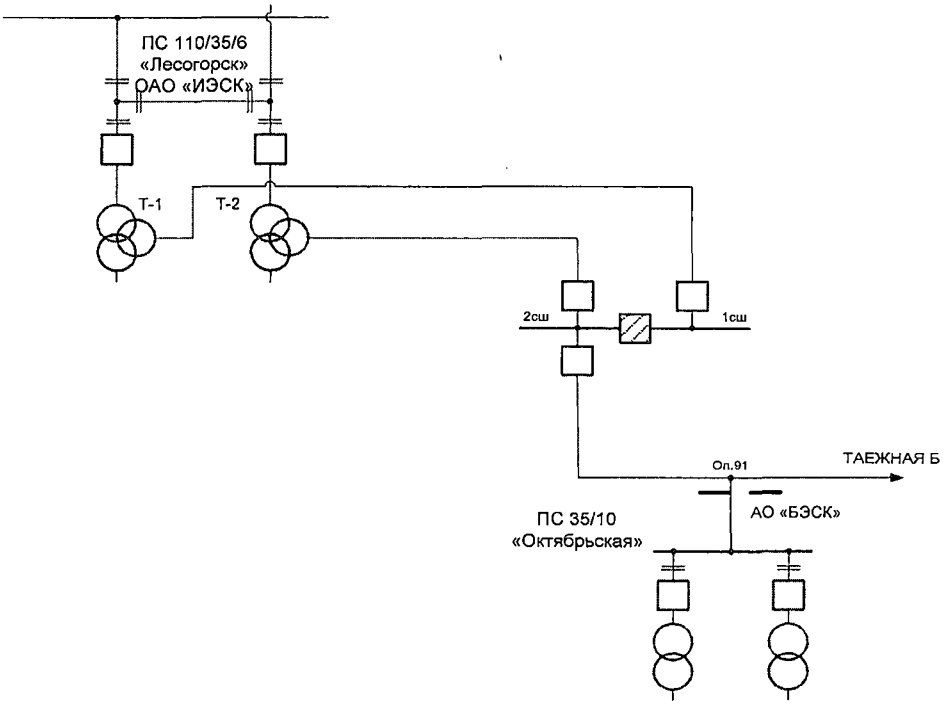


Рис. 3.2.9. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Октябрьская».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/10 кВ Октябрьская составила (АИИСКУЭ):

- 2016г: Т-1 – 2506 кВт (40%), Т-2 – 3677 кВт (59%).
- 2017г: Т-1 – 2566 кВт (41%), Т-2 – 3680 кВт (59%).
- 2018г: Т-1 – 2662 кВт (43%), Т-2 – 3684 кВт (59%).

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 1041кВт.

Выданы в 2019г. утвержденные ТУ на ТП № 196/3 объектов ООО «Сибиряк» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 900кВт (с 600кВт до 1500кВт), договор об осуществлении технологического присоединения объектов ООО «Управляющая компания ИСТ-Групп» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 400кВт (с 800кВт до 1200кВт). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Октябрьская» составит – 8138кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35кВ Октябрьская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с токовой нагрузкой 98%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 110кВ Лесогорск с

возможным резервом мощности находится на расстоянии 5,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

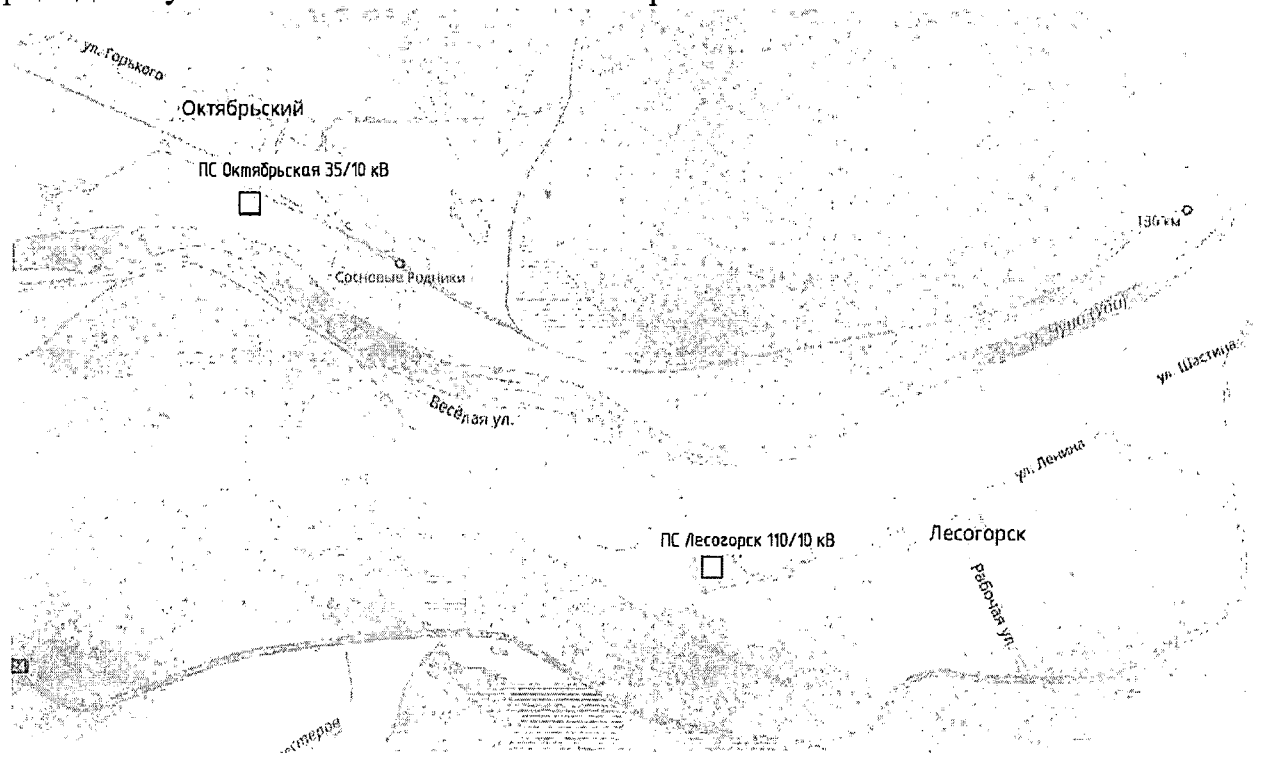


Рис. 3.2.10. Расположение ПС 35/10 кВ «Октябрьская».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Октябрьская, включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 6300 кВА на 10000 кВА каждый.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 10000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Октябрьская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

РАЗДЕЛ 5. НЕЭФФЕКТИВНОЙ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕНОЙ ГЕНЕРАЦИИ. ПЕРСПЕКТИВА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

1. Анализ анализ существующего состояния децентрализованного электроснабжения на территории иркутской области за прошедший пятилетний период

1.1 Характеристика децентрализованной зоны электроснабжения

На территории Иркутской области, кроме электростанций ПАО «Иркутскэнерго», Байкальской ТЭЦ (ООО «Теплоснабжение») и ведомственных энергоисточников АО «Группа «ИЛИМ», находится в эксплуатации значительное количество стационарных и передвижных электростанций малой мощности. По данным Росстата на 2017 г. их насчитывается более 600 шт., суммарная мощность оценивается в 464 МВт, выработка электроэнергии – 936 млн кВт·ч. Более 34% мощности малых электростанций относится к передвижным и эксплуатируется в транспортных, строительных и ремонтных организациях.

В последнее десятилетие наблюдается тенденция существенного роста мощности малых электростанций на территории области, что объясняется активизацией работ по освоению месторождений углеводородов в северных районах, а также строительством и пуском в эксплуатацию нефтепровода ВСТО (таблица 1.1). За период 2008–2017 гг. выработка электроэнергии передвижными электростанциями увеличилась в 13 раз (при росте мощности в 13 раз), стационарных – в 23,5 раза (при росте мощности в 4,2 раза) (рисунки 1.1, 1.2).

Таблица 1.1 – Характеристика электростанций малой мощности

Показатель	Год					
	2008	2013	2014	2015	2016	2017
Установленная мощность, МВт	85,2	242,7	314,1	281,8	342,5	464,2
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	44,5	511,2	678,9	689,0	819,4	936,2

Примечание – составлено по формам Росстата «Электробаланс» и 6-ТП за 2008-2017 гг.



Рисунок 1.1 – Динамика установленной мощности малых электростанций

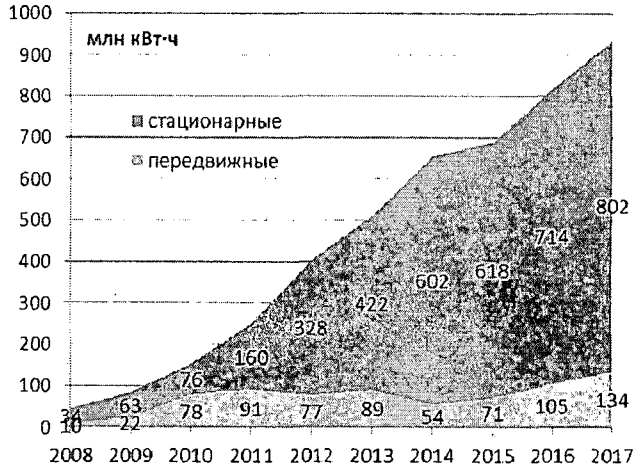


Рисунок 1.2 – Динамика выработки электроэнергии малыми электростанциями

Значительное количество стационарных электростанций малой мощности используется в качестве резервных на объектах здравоохранения, котельных, а также в населенных пунктах, расположенных на концах протяженных радиальных линий электропередачи 35 и 10 кВ.

Однако основная часть малых электростанций эксплуатируется в районах децентрализованного электроснабжения, которая охватывает значительную часть территории области. Все разрабатываемые в настоящее время в области месторождения углеводородов (Верхнечонское, Ковыктинское, Ярактинское, Ичединское, Марковское, Дулисьминское, Даниловское) находятся вне зоны действия энергосистемы – суммарная мощность электростанций нефтегазодобывающих компаний на 2018 г. оценивается в 207 МВт (таблица 1.2). В период с 2012 г. произошло существенное увеличение мощности этих электростанций за счет пуска в эксплуатацию газотурбинных установок на Ярактинском, Ичединском и Верхнечонском месторождениях с целью утилизации попутного газа и его комплексной подготовки перед закачкой в пласт.

В муниципальной собственности в настоящее время находится 53 малых автономных электростанций. Суммарная мощность муниципальных дизельных электростанций у удаленных потребителей области оценивается в 17,1 МВт (см. таблицу 1.2). Они обеспечивают электроэнергией изолированные от энергосистемы населенные пункты, расположенные, в основном, в северных районах области: в Катангском, Усть-Кутском, Киренском, Казачинско-Ленском, а также в труднодоступных населенных пунктах Братского, Нижнеудинского, Усть-Удинского, Ольхонского и других районов.

Таблица 1.2 – Характеристика электростанций малой мощности на территории области (состояние 2017 г.)

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч
Электростанции малой мощности, всего	464,2	936,2
в том числе:		
- передвижные	159,6	134,2
- стационарные, всего, в том числе:	304,6	802,0
- муниципальные	17,1	31,5
- производственные, из них:	287,5	770,5
-нефте-, газодобывающих предприятий	207	739,1

Примечание – составлено по формам Росстата «Электробаланс», 1-натура-БМ и 6-ТП за 2017 г., информации с официальных сайтов нефтегазодобывающих компаний, данным отдела ТЭК Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, экспертным оценкам.

1.2 Характеристика коммунальной децентрализованной электроэнергетики

1.2.1 Характеристика и ранжирование населенных пунктов

На территории Иркутской области в 16 административных районах расположено 68 муниципальных населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением, в которых по состоянию на 1.01.2018 г. проживает 9807 чел. Оценивая общую численность населения в обозначенных 16 районах, которая на 01.01.2018 г. составляет 493475 чел., необходимо отметить, что в децентрализованной зоне электроснабжения проживает не более 2% от общего количества жителей этих районов. Из рассматриваемых районов только в Катангском все население проживает в децентрализованной зоне, в Усть-Удинском районе – 8%, в Ольхонском – примерно 5%, в Братском – 3,5%, в Казачинско-Ленском – около 3%, в Киренском и Нижнеудинском – по 2%, в Качугском, Тулунском – по 1,1% и в остальных 7 районах области – менее 1%.

В дальнейшем анализ населения по районам проводится только для населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением.

Динамика численности обозначенного населения, начиная с итогов переписи 2010 г. [1] и, фактически, с 01.01.2011 г. по 01.01.2018 г. характеризуется снижением почти на 13% (или на 1429 чел.) [1]–[5] (таблица 1.3). Наибольшее снижение наблюдается в периоды с 2011 по 2013 г. на 3,2 и 2,5 % в год соответственно. За последние 4 года наибольший спад имел место с 2016 по 2017 г. на 2,4% (или 248 чел.).

Таблица 1.3 – Динамика численности населения децентрализованной зоны электроснабжения

Показатель	Год, период								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/ 2010
Численность, чел.	11236	10881	10608	10485	10338	10194	9946	9807	-
Изменение (+/-), чел.	-	-355	-273	-123	-147	-144	-248	-139	-1429
Изменение, %	-	-3,2	-2,5	-1,2	-1,4	-1,4	-2,4	-1,4	-12,7

По численности населения, проживающего в децентрализованной зоне, особо выделяется Катангский, Братский, Нижнеудинский и Усть-Удинский районы (рисунок 1.3). На начало 2018 г. наибольшее количество жителей децентрализованной зоны электроснабжения проживает в Катангском районе (3349 чел.) в 15 населенных пунктах. Наименьшее число жителей – в Нижнеилимском районе (16 чел.) в одном населенном пункте – п. Заярск, за период 2011–2018 гг. численность в нем упала в наибольшей степени по сравнению с другими районами, а именно, в 3,2 раза. В среднем по другим районам области за рассматриваемый период численность населения снизилась в 1,1–1,3 раза. Только в двух районах области наблюдается незначительный рост населения: в Качугском районе (с. Вершина Тутуры) и Нижнеудинском районе – в трех населенных пунктах (с. Верхняя Гутара, д. Нерха и с. Алыгджер).

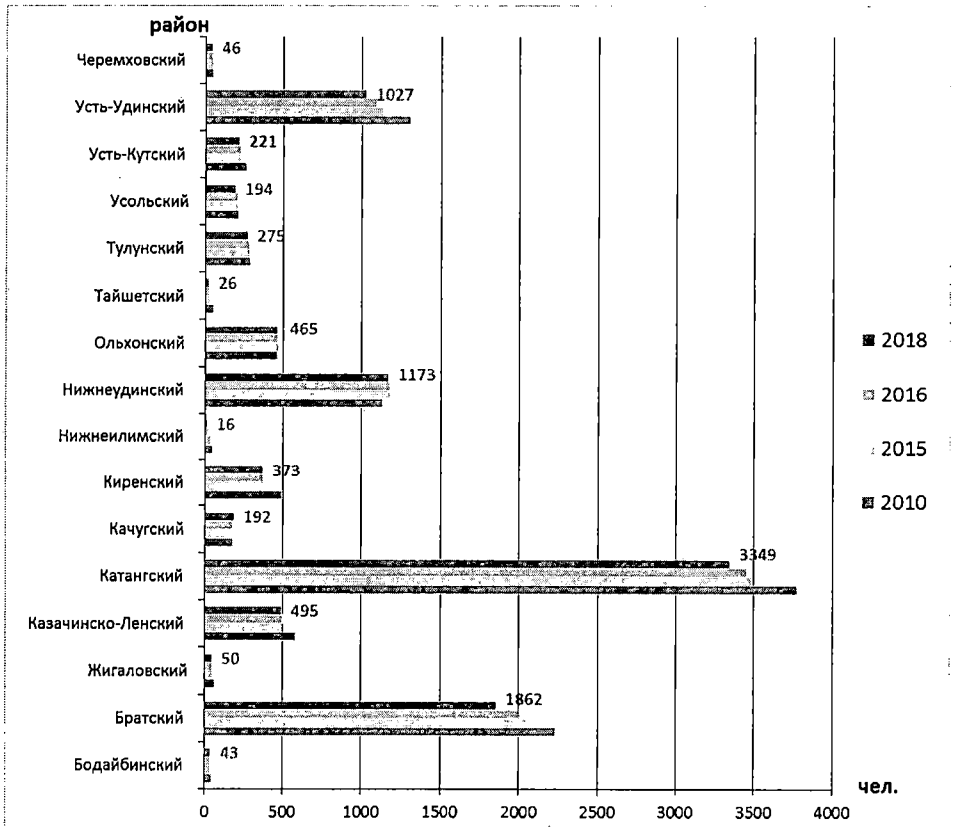


Рисунок 1.3 – Динамика численности населения в децентрализованных зонах энергоснабжения по районам Иркутской области

Результаты ранжирования населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Ранжирование населенных пунктов по численности населения

Показатель	Число жителей, чел.						
	менее 10	11-50	51-100	101-300	301-1000	1001-2000	Всего
Количество, шт.	14	23	9	11	10	1	68
Число жителей, чел.	41	710	621	2121	4446	1868	9807
Доля от общей численности, %	0,4	7,2	6,3	21,6	45,3	19,0	100

Примечание – по состоянию на 01.01.2018 г.

Почти 21% от количества населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением представляют населенные пункты с самым малым числом жителей – до 10 чел. В 23 населенных пунктах проживает от 11 до 50 чел., и данная группа поселений составляет 34% суммарного количества населенных пунктов. Примерно по 13–16% приходится на три другие группы – относительно крупные населенные пункты с численностью до от 51 до 1000 чел. (рисунок 1.4).

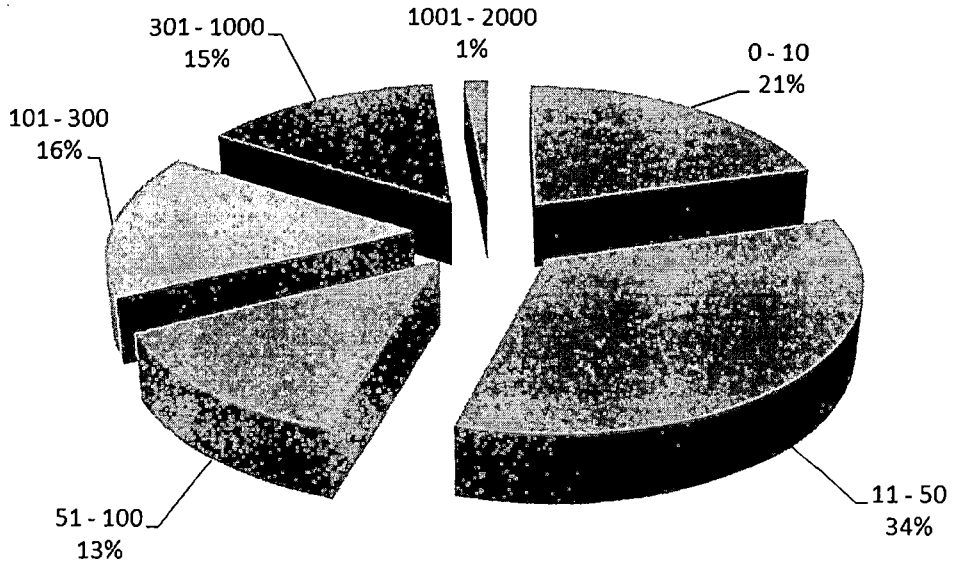


Рисунок 1.4 – Структура населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением на 01.01.2018 г.

В последнюю группу населенных пунктов с численностью от 1 до 2 тыс. чел. попадает одно поселение – с. Ербогачен Катангского района, в котором по состоянию на 01.01.2018 г. проживает 1868 чел. (или 19% от всего числа жителей населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением).

В населенных пунктах с числом жителей до 100 чел. проживает почти 14% всей численности населения зоны децентрализованного электроснабжения области. Самые малочисленные населенные пункты представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Населенные пункты с числом жителей до 10 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей, чел.
Братский	Хвойный	1
	Чистый	0
Жигаловский	Головское	0
Казачинско-Ленский	Вершина Ханды	1
Катангский	Инаригда	7
	Мога	2
Киренский	Улькан	2
	Дарьина	4
	Ичера	4
	Золотой	8
	Кондрашина	0
Тайшетский	Еланка	0
Усольский	Манинск	9
Усть-Кутский	Жемчугова	3
Всего	14	41

Из обозначенных 14 населенных пунктов к 2018 г. еще 4 села остались без постоянных жителей (Чистый, Головское, Кондрашино и Еланка). Наибольшее количество сел с числом жителей меньше 10 чел. находятся в Киренском районе.

Населенные пункты (23 поселения) с числом жителей с 11 до 50 чел. расположены в 10 районах области (таблица 1.6). Среди этих районов 5 населенных пунктов расположены в Катангском районе, по 4 – в Казачинско-Ленском, Киренском и Усть-Кутском районах, в остальных – по 1 селу.

В таблице 1.7 представлены населенные пункты в 5 районах области с числом жителей от 51 до 100 чел., таких поселений 9. Три населенных пункта расположены в Катангском районе, в Киренском и Усть-Кутском районах – по 2 и по одному в Казачинско-Ленском и Усть-Удинском.

Следующая группа населенных пунктов с численностью от 101 до 300 чел. насчитывает 11 поселений, в которых постоянно проживают 2121 чел. (или 21,6% от общей численности населения) (таблица 1.8).

Самая большая группа по численности населения в 4446 чел. (или 45,3% от общей численности) проживает в 10 населенных пунктах с числом жителей от 301 до 1000 чел. (таблица 1.9).

Таблица 1.6 – Населенные пункты с числом жителей от 11 до 50 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей, чел.
Бодайбинский	Большой Патом	43
Жигаловский	Коношаново	50
Казачинско-Ленский	Кутима	13
	Нижнемартыново	29
	Ермаки	24
	Карнаухова	31
Катангский	Оськино	41
	Тетея	35
	Ика	47
	Верхне-Калинина	31
	Ерема	40
Киренский	Пашня	12
	Красноярово	39
	Мироново	35
	Сполошино	21
Нижнеилимский	Заярск	16
Ольхонский	Кочериково	39
Тайшетский	Екунчет	26
Усть-Кутский	Орлинга	24
	Таюра	30
	Бобровка	26
	Максимово	12
Черемховский	Мото-Бодары	46

Всего	23	710

Таблица 1.7 – Населенные пункты с числом жителей от 51 до 100 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей
Казачинско-Ленский	Верхнемартыново	77
Катангский	Наканно	69
	Хамакар	93
	Токма	52
Киренский	Визирный	53
	Усть-Киренка	57
Усть-Кутский	Боярск	74
	Омолой	52
Усть-Удинский	Ключи	94
Всего	9	621

Три крупных населенных пункта расположены в Братском районе, по два в Катангском и Нижнеудинском и по одному – в Казачинско-Ленском, Ольхонском и Усть-Удинском районах области.

Таблица 1.8 – Населенные пункты с числом жителей от 101 до 300 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей
Братский	Южный	137
	Тынкобь	177
Катангский	Бур	104
	Непа	249
Качугский	Вершина-Тутуры	192
Киренский	Коршуново	138
Нижнеудинский	Нерха	230
Тулунский	Аршан	275
Усольский	Октябрьский	185
Усть-Удинский	Аталанка	193
	Подволочное	241
Всего	11	2121

Таблица 1.9 – Населенные пункты с числом жителей от 301 до 1000 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт (число жителей)	Количество жителей
Братский	Наратай	363
	Карахун	583

	Озерный	601
Казачинско-Ленский	Карам	320
Катангский	Подволошино	357
	Преображенка	354
Нижнеудинский	Верхняя Гутара	414
	Алыгджер	529
Ольхонский	Онгурен	426
Усть-Удинский	Аносово	499
Всего	10	4446

Проведенные анализ динамики численности населения и ранжирование населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением показали, что количество проживающего населения в этой зоне постепенно снижается, а большая часть жителей (более 60%) постоянно проживает в 6 районах области – Братском, Казачинско-Ленском, Катангском, Нижнеудинском, Ольхонском и Усть-Удинском. На начало 2018 г. четыре села остались без постоянных жителей: Чистый (Братский район), Головское (Жигаловский район), Кондрашино (Киренский район) и Еланка (Тайшетский район).

В 2016 г. закрыт п. Тынкобь Братского района. В ноябре 2017 г. поселки Екунчет и Еланка Тайшетского района упразднены Законодательным собранием Иркутской области в связи с отсутствием «перспектив социально-экономического развития» [6].

1.2.2 Показатели функционирования энергоисточников

На территории Иркутской области в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением в настоящее время эксплуатируется 53 дизельных электростанции суммарной мощностью 17,1 МВт. Основная мощность ДЭС сосредоточена в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением Катангского, Братского и Усть-Удинского районов (таблица 1.10).

Таблица 1.10 – Суммарные показатели систем децентрализованного электроснабжения по районам области

Район	Количество населенных пунктов, шт.	Численность на 01.01.2018, чел.	Мощность ДЭС, кВт
Бодайбинский	1	43	160
Братский	4	1684	3690
Жигаловский	1	50	100
Казачинско-Ленский	7	495	752
Катангский	14	3347	7705

Качугский	1	192	90
Киренский	7	355	695
Нижнеилимский	1	16	60
Нижнеудинский	3	1173	660
Ольхонский	2	465	230
Тулунский	1	275	500
Усольский	2	194	275
Усть-Кутский	7	221	528
Усть-Удинский	4	1027	1630
Всего	55	9537	17075

Примечание – указаны количество пунктов и численность населения, которые обеспечиваются электроэнергией от ДЭС

Источники: составлено по данным, полученным от муниципальных образований (Приложение А)

Децентрализованное электроснабжение от ДЭС осуществляется в 55 населенных пунктов области с населением 9537 чел. Электроснабжение д. Жемчугова (Усть-Кутский район) осуществляется от дизельной электростанции с. Орлинга, с. Манинск (Усольский район) – от ДЭС п. Октябрьский.

Дизельные электростанции отсутствуют в упраздненных населенных пунктах (Тынкобь, Екунчет, Еланка) и трех селах без постоянного населения (Чистый, Головское, Кондрашино). Кроме того, еще в шести населенных пунктах, попадающих в зону децентрализованного электроснабжения, отсутствуют ДЭС. Это малочисленные населенные пункты, не имеющие в настоящее время инфраструктуры и перспективы развития, фактически прекратившие существование (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Перечень населенных пунктов без электроснабжения

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.
Братский	Хвойный	1
Киренский	Улькан	2
	Дарьина	4
	Ичера	4
	Золотой	8
Катангский	Мога	2
Всего		21

В с. Мото-Бодары (Черемховский район) ДЭС вышла из строя и восстановлению не подлежит. Следует отметить, что по данным Черемховского районного муниципального образования (Приложение Б) с 2011 г. администрация района неоднократно обращалась в филиал «Центральные электрические сети» ОАО «Иркутская энергетическая компания», ОГУЭП «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго», ГУЭП «Облкоммунэнерго-сбыт» с

просьбой рассмотреть возможность принятия на обслуживание объекты электросетевого хозяйства, расположенные в п. Мото-Бодары. В 2019 г. заявка на приобретение генератора включена Министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в государственную программу субсидирования.

В подавляющем большинстве населенных пунктов установленная мощность ДЭС не превышает 200 кВт (70%), в том числе 30% – мощностью до 50 кВт (рисунок 1.5).

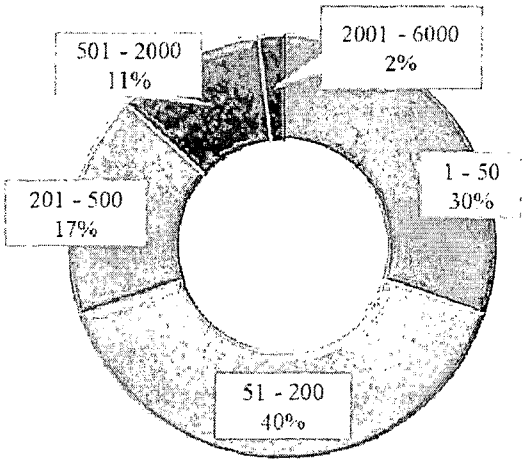


Рисунок 1.5 – Ранжирование ДЭС по установленной мощности

Самые крупные ДЭС функционируют в с. Ербогачен (Катангский район) установленной мощностью 5,1 МВт, в пп. Карахун и Озерный (Братский район) мощностью 1,1 и 1,8 МВт соответственно. ДЭС мощностью более 500 кВт, кроме вышеперечисленных, имеются только в шести, от 200 до 500 кВт – в девяти населенных пунктах.

Одним из показателей надежного электроснабжения является запас установленной мощности ДЭС относительно максимальной нагрузки потребителя. Независимо от численности населения и установленной мощности энергоисточника из 53 населенных пунктов, где электроснабжение осуществляется от ДЭС, в 29 (55%) максимальная нагрузка составляет менее половины от мощности ДЭС (рисунок 1.6).

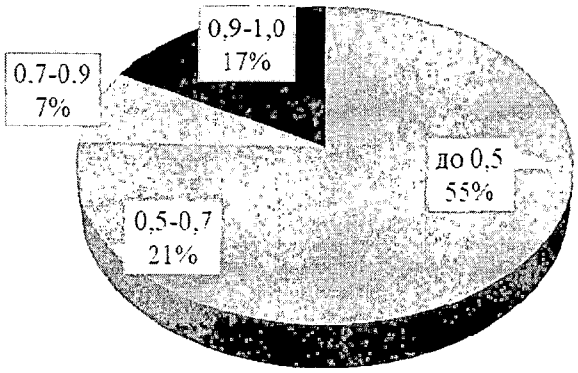


Рисунок 1.6 – Соотношение максимальной нагрузки потребителя

и установленной мощности ДЭС

Близкое к критическому положению, т. е. соотношение этих величин более 0,9, отмечается в девяти населенных пунктах области: Вершина Ханды (Казачинско-Ленский район), Тетея и Хамакар (Катангский район), Красноярово и Сполошино (Киренский район), Алыгджер (Нижнеудинский район), Таюра, Бобровка и Максимово (Усть-Кутский район).

Выработка электроэнергии и, соответственно, объемы потребления топлива энергоисточниками зависят, в первую очередь, от численности проживающего населения, а также от числа часов подачи электроэнергии в сутки.

В большинстве населенных пунктов электроснабжение осуществляется неполные сутки (рисунок 1.7). Самые неблагоприятные условия проживания в плане обеспечения электроэнергией в д. Кочерикова Ольхонского района – 3 час. в сутки (Приложение А) и в п. Заярск Нижнеудинского района – 5 час. в сутки (Приложение А).

Круглосуточное электроснабжение обеспечивается только в 10 населенных пунктах: пп. Карахун, Наратай и Озерный (Братский район), сс. Ербогачен, Преображенка, (Катангский район), п. Визирный, сс. Коршуново и Мироново (Киренский район), п. Аршан (Тулунский район), д. Ключи (Усть-Удинский район). При этом в Усть-Удинском районе все населенные пункты снабжаются электроэнергией 20 час. в сутки и более, в Казачинско-Ленском районе все население в течение 16 час. В остальных районах работа ДЭС в населенным пунктам составляет от 8 до 18 час. (Приложение А). Продолжительность работы ДЭС в сутки не зависит от численности населения, труднодоступности и других факторов.

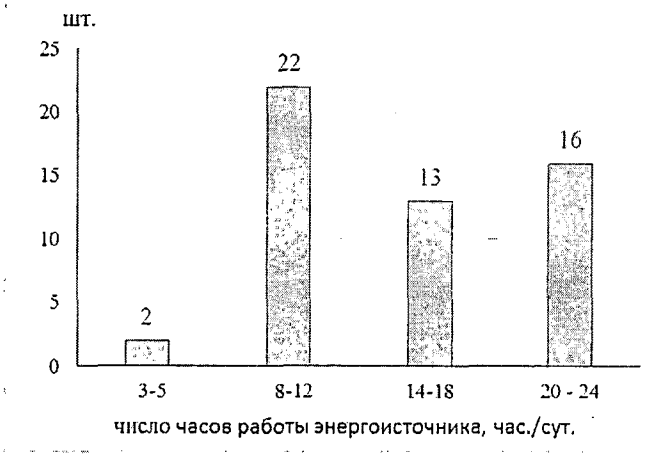


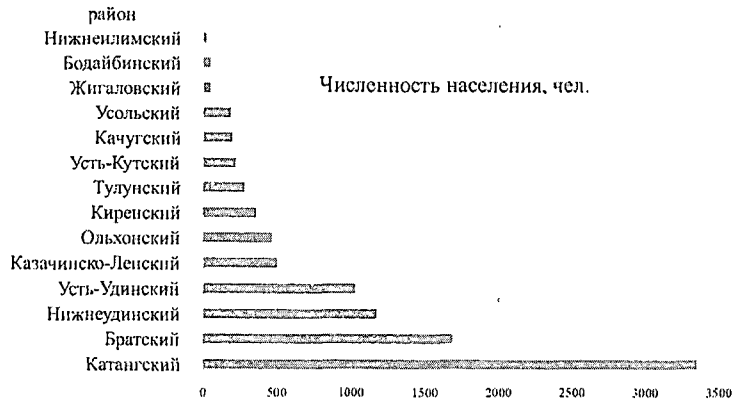
Рисунок 1.7 – Ранжирование населенных пунктов по продолжительности электроснабжения

Суммарная выработки электроэнергии в децентрализованной зоне по имеющимся данным муниципальных образований (Приложение А) за 2018 г. составила 31,5 млн кВт·ч, в том числе дизельными электростанциями 31,1 млн кВт·ч, возобновляемыми источниками энергии – 0,4 млн кВт·ч.

По районам области выработка электроэнергии и расход топлива ДЭС крайне неравномерны, и в большей степени пропорциональны численности населения децентрализованных населенных пунктов (таблица 1.12, рисунки 1.8). Наибольшие значения этих показателей в Катангском и Братском районах.

Таблица 1.12 – Выработка электроэнергии и объемы потребления топлива дизельными электростанциями по районам области

Район	Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	Объем потребленного топлива, т/год
Бодайбинский	204	40
Братский	7214	1615,9
Жигаловский	107,5	н/д
Казачинско-Ленский	1164	247,7
Катангский	13927	3602,3
Качугский	170,3	25,3
Киренский	2401	649,6
Нижнеилимский	89,4	25,7
Нижнеудинский	1581,5	468,6
Ольхонский	278,9	75,1
Тулунский	1059	н/д
Усольский	283,8	47,9
Усть-Кутский	493,1	197,4
Усть-Удинский	2166,7	599,3
Всего	31141	7617,7



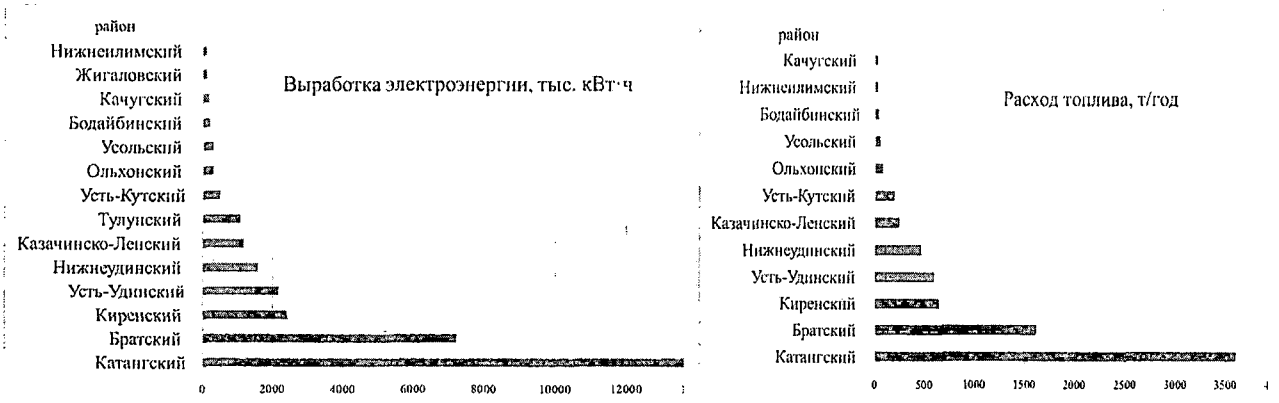


Рисунок 1.8 – Суммарные показатели функционирования дизельных электростанций
по районам области

Характеристикой эффективности ДЭС, как и других генераторов энергии, является удельный расход топлива. Этот показатель связан с коэффициентом полезного действия (КПД) и оказывает существенное влияние на выработку электроэнергии. По имеющимся от муниципальных образований данным (Приложение А) о величине выработки электроэнергии и объемам расхода топлива расчетный удельный расход условного топлива на ДЭС в среднем по области составляет 350 – 400 г у. т./кВт·ч, что соответствует КПД выработки электроэнергии 30–35%. Наибольшие средние удельные расходы топлива – более 400 г у. т./кВт·ч (КПД менее 30%) – отмечаются в Усть-Кутском, Нижнеилимском и Нижнеудинском районах (рисунок 1.9).

Вместе с тем, даже в районах, где среднее значение удельного расхода топлива не превышает 400 г у. т./кВт·ч, в отдельных населенных пунктах этот показатель значительно выше среднего. Населенные пункты, в которых значения расчетных удельных расходов топлива имеют наибольшие значения, представлены в таблице 1.13.

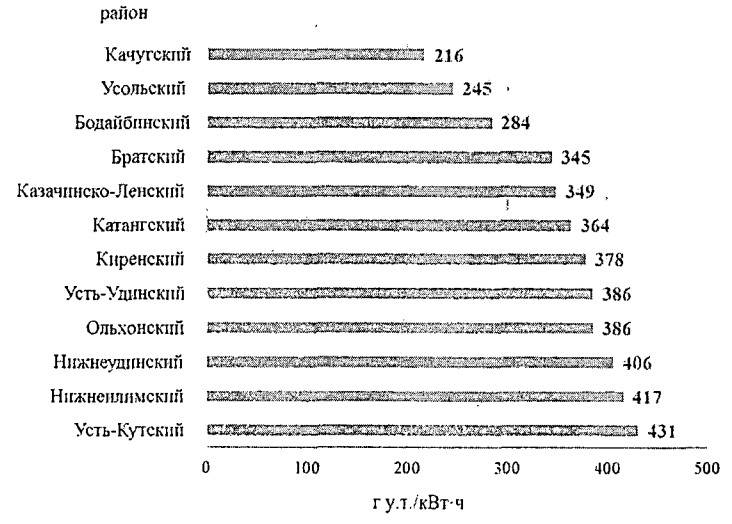


Рисунок 1.9 – Средние удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии децентрализованной зоны по районам области

Таблица 1.13 – Перечень населенных пунктов с наибольшими значениями удельного расхода топлива на выработку электроэнергии

Район	Населенный пункт	Удельный расход условного топлива, г у. т./кВт·ч	Коэффициент полезного действия, %
Братский	п. Наратай	476	26
Казачинско-Ленский	д. Вершина Ханды	681	18
Киренский	с. Коршуново	420	29
Нижнеудинский	с. Алыгджер	488	25
	с. Верхняя Гутара	458	27
Усть-Кутский	п. Бобровка	599	20
	с. Боярск	579	21
Усть-Удинский	с. Подволочное	442	28

Анализ показателей функционирования энергоисточников показывает:

– в подавляющем большинстве установленная мощность дизельных электростанций не превышает 200 кВт;

– запас установленной мощности относительно максимума нагрузки более чем в 70% населенных пунктах составляет не менее 30%;

– практически в половине населенных пунктов электроснабжение осуществляется 12 часов в сутки и менее, что отражает низкий уровень комфортности проживания населения;

– удельный расход условного топлива на источниках электроэнергии как по районам, так и в целом по области, достаточно высокий (соответствует КПД 30–35%), что характеризует неэффективное производство электроэнергии на ДЭС.

1.2.3 Характерные графики электропотребления

Графики потребления электроэнергии децентрализованными потребителями имеют общий для всех характер годового распределения с выраженным зимним максимумом, что обусловлено преобладанием у таких потребителей коммунально-бытовой нагрузки. Децентрализованные потребители области отличаются, кроме величины нагрузки, продолжительностью электроснабжения в течение суток. По данным муниципальных образований районов (Приложение А) проведен сравнительный анализ влияния этих факторов на годовое распределение потребления электроэнергии. Для сопоставления и наглядности абсолютные

значения переведены в относительные единицы (% от годового электропотребления).

На рисунке 1.10 приведены графики потребления электроэнергии по группам в зависимости от числа часов работы энергоисточника в сутки.

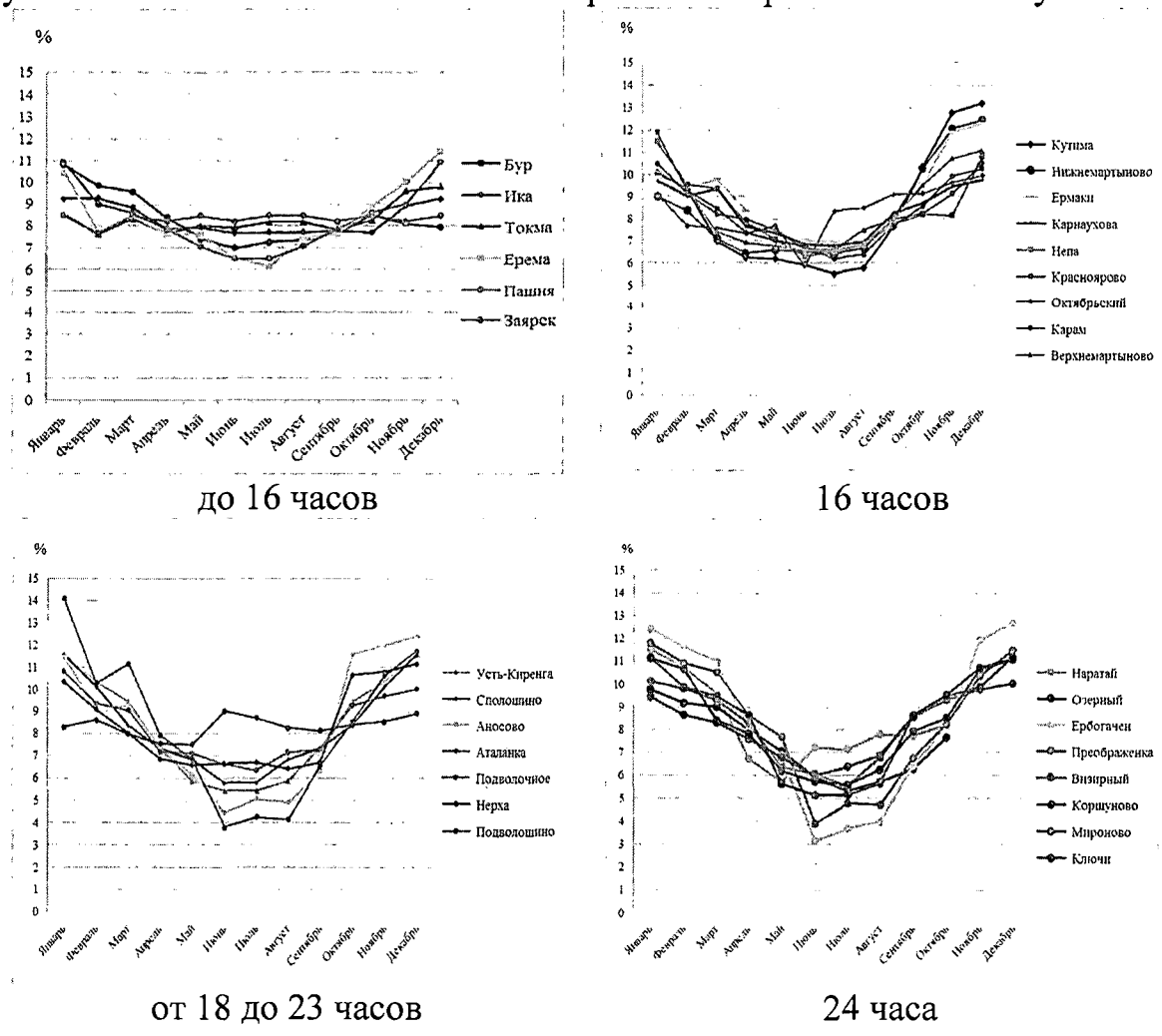
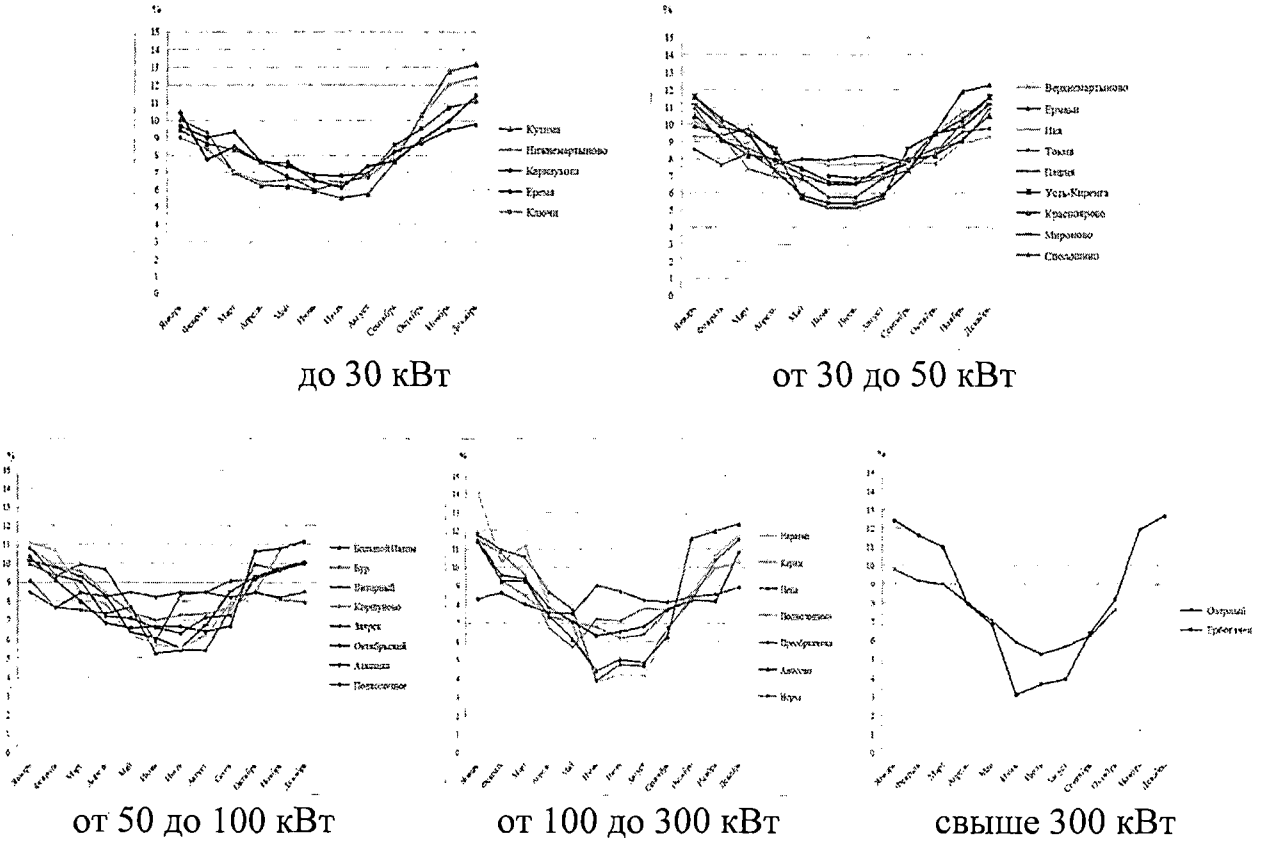


Рисунок 1.10 – Графики годового потребления электроэнергии в зависимости от числа часов работы энергоисточника

Анализ показывает, что при продолжительности электроснабжении потребителей менее 16 час. в сутки электропотребление по месяцам в течение года отличается значительно меньше, чем при более продолжительной суточной работе энергоисточника. Наибольшая разница в этой группе составляет 5%. Для населенного пункта Заярск (Нижнеилимский район), где электроснабжение осуществляется только 3 час. в сутки, электропотребление по месяцам практически не отличается. При большей суточной продолжительности электроснабжения разница электропотребления в зимние и летние месяцы составляет 8–10%. Нехарактерный летний максимум на графике в д. Нерха Нижнеудинского района (группа от 18 до 23 час.) связан с повышением электропотребления в летние месяцы, обусловленным увеличением числа часов работы

энергоисточников за счет повышенной выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями (см. раздел 1.3).

На рисунке 1.11 представлены графики потребления энергии в зависимости от максимальной нагрузки потребителей.



до 30 кВт

от 30 до 50 кВт

от 50 до 100 кВт

от 100 до 300 кВт

свыше 300 кВт

Рисунок 1.11 – Графики годового потребления электроэнергии в зависимости от максимума нагрузки

Для потребителей с нагрузкой до 100 кВт графики потребления электроэнергии в течение года практически идентичны. С увеличением этого показателя разница между зимним и летним электропотреблением становится более выраженной. При этом независимо от нагрузки выделяются графики электропотребления населенных пунктов с меньшим числом часов электроснабжения в сутки.

Следует отметить, что в ряде населенных пунктах, таких как пп. Южный, Карахун (Братский район), д. Верхне-Калинина (Катангский район), с. Алыгджер (Нижнеудинский район) и др. по информации (Приложение А) графики электропотребления имеют пилообразный вид с резкими повышениями и снижениями в различные месяцы года. Это может быть связано как с аварийными ситуациями, так и с другими факторами, например, недостоверностью информации, неточными замерами показаний электроприборов и т. д. Такие населенные пункты при анализе графиков не рассматривались.

Таким образом, на характер потребления электроэнергии децентрализованных потребителей в большей степени оказывает влияние число часов электроснабжения в сутки.

1.2.4 Анализ объемов потребления и цен дизельного топлива

Данные о ценах и объемах потребления топлива в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением получены по запросам в муниципальные образования районов (Приложение Б). В целом по имеющейся информации объем потребленного дизельного топлива для ДЭС в 2018 г. составил 9,9 тыс. т при суммарных затратах на его закупку и доставку 502,4 млн руб. (таблица 1.14).

Таблица 1.14 – Объемы потребления дизельного топлива и затраты по районам области в 2018 г.

Район	Топливо	
	объем, т	затраты, млн руб.
Братский	1616,2	86,7
Бодайбинский	35,0	2,0
Жигаловский	25,8	1,1
Казачинско-Ленский	288,4	14,9
Катангский	5523,9	268,8
Качугский	48,3	2,3
Киренский	607,2	29,0
Нижнеилимский	25,6	1,3
Нижнеудинский	468,6	26,9
Ольхонский	71,6	3,7
Тулунский	275,3	14,2
Усольский	161,1	7,9
Усть-Кутский	197,4	9,0
Усть-Удинский	654,2	34,5
Всего	9998,8	502,4

Наибольшие объем топлива и затраты на его приобретение – в Катангском районе, минимальные объемы топлива и затраты – в Нижнеилимском и Жигаловском районах.

Средняя цена топлива в 2018 г. составила 50,2 тыс. руб./т, наибольшая – для потребителей Нижнеудинского района – 57,4 и наименьшая – 43,0 тыс. руб./т – для Жигаловского (рисунок 1.12). Этот показатель отражает труднодоступность и схему завоза топлива до населенного пункта.

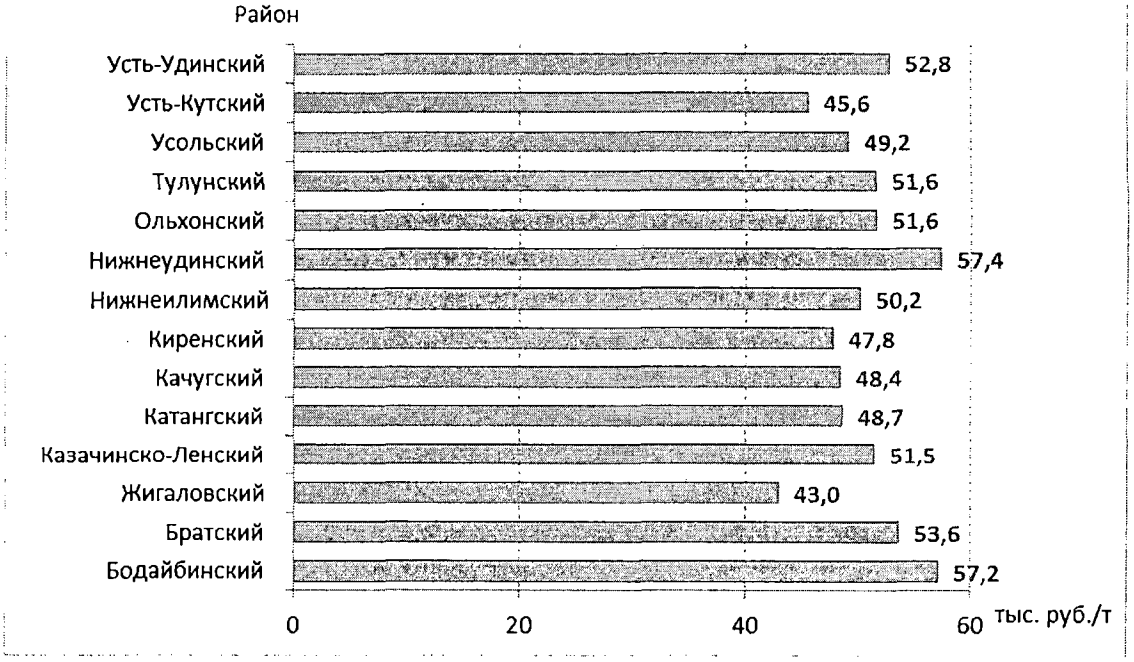


Рисунок 1.12 – Средняя цена на дизельное топливо для децентрализованной зоны электроснабжения по районам области

С целью определения приоритетности районов для разработки мероприятий по улучшению электроснабжения децентрализованных потребителей проведено ранжирование по трем показателям: объемам потребления, средней цене дизельного топлива и затратам на его приобретение с учетом транспортных расходов на доставку до потребителя.

При ранжировании районов в целом по сумме всех рангов наименьшее значение соответствует Братскому району, наибольшее – Жигаловскому (таблица 1.15).

Исходя из ранжирования населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением можно сделать вывод о первоочередности реализации мероприятий по повышению эффективности электроснабжения и снижению затрат на топливоснабжение ДЭС в Братском, Усть-Удинском, Нижнеудинском, Катангском и Киренском районах области.

Таблица 1.15 – Ранжирование районов по объемам, затратам и цене дизельного топлива

Район	Ранжирование по:			Сумма рангов
	объему топлива	затратам	средней цене	
Братский	2	2	3	7
Усть-Удинский	3	3	4	10
Нижнеудинский	5	5	1	11
Катангский	1	1	10	12
Казачинско-Ленский	6	6	7	19
Тулунский	7	7	5	19
Киренский	4	4	12	20
Бодайбинский	12	12	2	26
Ольхонский	10	10	6	26

Усольский	9	9	9	27
Усть-Кутский	8	8	13	29
Качугский	11	11	11	33
Нижнеилимский	14	13	8	35
Жигаловский	13	14	14	41

1.2.5 Анализ экономически обоснованных тарифов на электроэнергию и субсидий

(1) Тарифы

Электроснабжение потребителей децентрализованной зоны в настоящее время осуществляют 16 энергоснабжающих организаций в 55 населенных пунктах и 14 районах области (таблица 1.16).

В 2017 г. электроснабжение 9 населенных пунктов (Ербогачен, Бур, Ика, Непа, Токма, Подволошино, Верхне-Калинина, Ерёма и Преображенка) в Катангском районе осуществлялось ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт», а в 2018 г. для обслуживания ДЭС создана новая организация МУП «Катангская ТЭК».

Кроме того, в 4 районах области электроснабжение децентрализованных населенных пунктов осуществляют несколько организаций. В Братском, Катангском, Ольхонском районах по две организации, в Усть-Кутском – три, в остальных районах по одной энергоснабжающей компании (см. таблицу 1.16).

Экономически обоснованные тарифы на электроэнергию на каждое полугодие для населенных пунктов децентрализованной зоны электроснабжения ежегодно устанавливаются службой по тарифам Иркутской области [7]. Анализ Приказов и протоколов об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), производимую электростанциями в районах области с децентрализованным электроснабжением за 2016–2018 гг. показал, что для 4 населенных пунктов данные о тарифах отсутствуют (таблица 1.17).

Таблица 1.16 – Энергоснабжающие организации, обеспечивающие электроэнергий населенные пункты в децентрализованных зонах в 2018 г.

Энергоснабжающая организация	Количество населенных пунктов	Район
МУП «ТВС п. Перевоз»	1	Бодайбинский
МУП «Карахунское ЖКХ»	2	Братский
МУП «Озернинское ЖКХ»	2	
ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»	14	Казачинско-Ленский, Ольхонский, Усольский, Усть-Удинский
Жигаловское МУТЭП	1	Жигаловский
МУП «Катангская ТЭК»	9	Катангский

ООО «Катангская ПТК»	5	
МУП «Качугское АТП»	1	Качугский
ООО ТЭК «Киренскэнергосервис»	7	Киренский
МУП «УК «Коммунальные услуги»	1	Нижнеилимский
МБУ "Обслуживание социальной сферы"	3	Нижнеудинский
МУП «Подлеморье»	1	Ольхонский
ООО «Ремстройсервис»	1	Тулунский
ООО «Стелс»	4	Усть-Кутский
ООО «Энергия»	1	
ИП Беккер А.А.	2	
Всего	55	14

Таблица 1.17 – Населенные пункты и энергоснабжающие организации, по которым отсутствуют данные о тарифах на 2018–2019 гг.

Населенный пункт	Район	Энергоснабжающая организация
Коношаново	Жигаловский	Жигаловское МУТЭП
Верхняя Гутара	Нижнеудинский	МБУ «Обслуживание социальной сферы»
Нерха		
Алыгджер		

По информации от администрации муницпального образования «Жигаловский район» в с. Коношаново в 2018 г. экономически обоснованный тариф на электроэнергию был установлен в размере 21,97 руб./кВт·ч., а на 2019 г. исходные данные для утверждения тарифа только поданы.

Тарифы для населенных пунктов Тофаларии (Нижнеудинский район) службой по тарифам Иркутской области не утверждаются, поскольку они не разрабатываются.

Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для населенных пунктов децентрализованного электроснабжения с I полугодия 2017 г. по II полугодие 2019 г. представлена в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Динамика экономически обоснованных тарифов в децентрализованной зоне электроснабжения области, руб./кВт·ч

Энергоснабжающая организация	Район	Населенный пункт	Год, полугодие, период						рост (↑), разы
			2017		2018		2019		
			I	II	I	II	I	II	
МУП «ТВС п. Перевоз»	Бодайбинский	Большой Патом	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	16,93	↑ в 1,4
МУП «Карахунское ЖКХ»	Братский	Карахун, Южный, Чистый, Хвойный	14,99	14,99	14,99	23,69	23,69	62,66	↑ в 4,2
МУП «Озернинское ЖКХ»		Наратай	16,36	16,36	16,36	21,64	21,64	55,14	↑ в 3,4
		Озерный	13,87	13,87	13,87	18,47	18,47	44,48	↑ в 3,2
ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»	Казачинско-Ленский	Карам, Верхнемартыново, Кутима, Нижнемартыново, Вершина Ханды, Ермаки, Карнаухова	22,41	22,41	28,76	31,25	31,25	38,47	↑ в 1,7
	Ольхонский	Онгурен	32,33	32,33	27,97	32,11	32,11	35,73	↕ и ↑ в 1,1
	Усольский	Манинск, Октябрьский	34,3	34,3	28,4	28,4	28,4	36,79	↕ и ↑ в 1,1
	Усть-Удинский	Аносово, Аталанка, Ключи, Подволочное	18,11	18,11	20,81	30,06	30,06	31,12	↑ в 1,7
МУП «Катангская ТЭК»	Катангский	Ербогачен, Преображенка	22,29	23,6	21,69	23,12	23,12	40,44	↑ в 1,8
		Бур, Ика, Непа, Токма	19,39	19,39	30,53	32,77	32,77	54,57	↑ в 2,8
		Подволошино	18,57	18,57	20,94	22,38	22,38	45,22	↑ в 2,4
		Верхне-Калинина, Ерема	35,06	35,06	40,94	44,15	23,12	40,44	↕ и ↑ в 1,8

ООО «Катангская ПТК»		Инаригда, Наканно, Оськино, Тетея, Хамакар	24,47	28,58	28,58	33,55	33,55	44,29	↑ в 1,8
МУП «Качугское АТП»	Качугский	Вершина Тутуры	7,05	7,05	7,05	26,57	26,57	26,57	↑ в 4,0
ООО ТЭК «Киренскэнергосервис»	Киренский	Визирный, Коршуново, Пашня, Усть-Киренга, Красноярово, Улькан, Дарьина, Ичера, Мироново, Золотой, Сполошино, Кондрашина	19,71	19,71	19,71	23,98	23,98	28,94	↑ в 1,5
МУП «УК «Коммунальные услуги»	Нижнеилимский	Заярск	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	49,11	↑ в 1,3
МУП «Подлеморье»	Ольхонский	Кочерикова	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	без изм.
ООО «Ремстройсервис»	Тулунский	Аршан	18,69	18,69	18,69	23,89	23,89	39,26	↑ в 2,1
ООО «Стелс»	Усть-Кутский	Боярск, Жемчугова, Омолой, Орлинга	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	без изм.
ООО «Энергия»		Таюра	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	17,25	↑ в 1,6
ИП Беккер А.А.		Бобровка, Максимово	15,63	15,63	15,63	15,63	15,63	15,63	без изм.

В среднем для всех населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением динамика тарифов характеризуется ростом в 2 раза за период с 2017 по 2019 г. За это время тарифы не изменялись только в трех энергоснабжающих организациях: МУП «Подлеморье» (Кочериково в Ольхонском районе), ООО «Стеллс» (Боярск, Жемчугова, Омолой, Орлинга в Усть-Кутском районе), ИП Беккер А.А. (Бобровка, Максимово в Усть-Кутском районе).

Наибольший рост тарифов за рассматриваемый период наблюдается в МУП «Карахунское ЖКХ» для населенных пунктов Братского района: Карахун, Южный – 38%. Данный тариф в настоящее время является самым высоким для децентрализованных потребителей области и составляет 62,66 руб./кВт·ч.

Минимальный тариф на 2019 г. в размере 11,66 руб./кВт·ч установлен для д. Кочерикова (Ольхонский район), где электроснабжение обеспечивает МУП «Подлеморье».

Анализируя динамику утвержденных экономически обоснованных тарифов по энергоснабжающим организациям можно отметить, что изменения тарифов за период 2017–2019 гг. имели волнообразный характер (рост-падение-рост) для ряда населенных пунктов Катангского (Верхне-Калинина, Ерема) и Усольского (Октябрьский, Манинск) районов, где электроснабжение осуществляли МУП «Катангская ТЭК» и ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт», соответственно (рисунок 1.13).

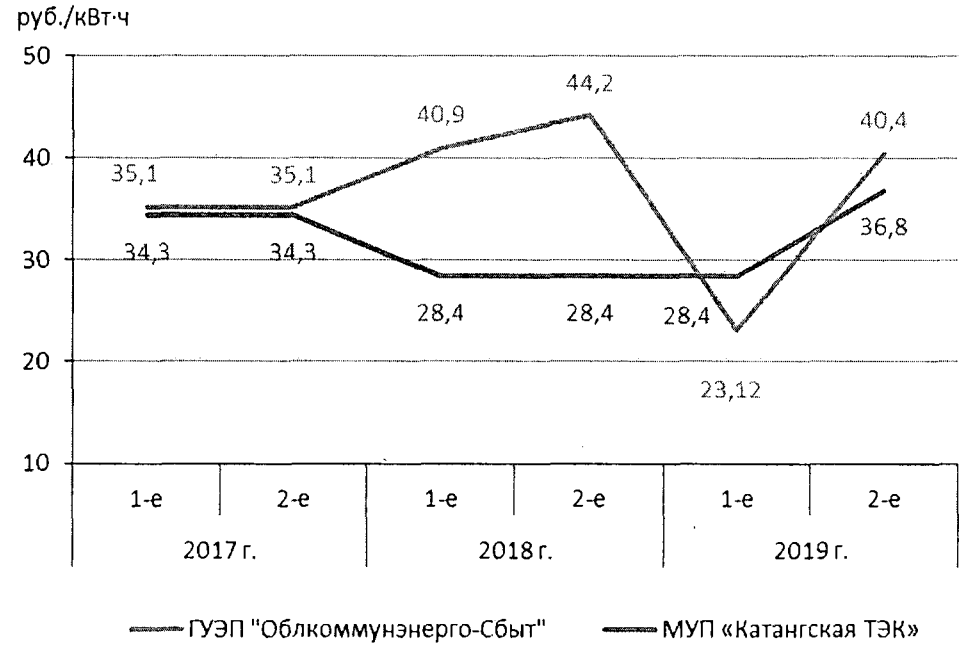


Рисунок 1.13 – Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию децентрализованной зоны электроснабжения в Катангском и Усольском районах

Небольшие «скачки» в динамике тарифов имели место и в Ольхонском районе (Онгурен), в котором электроснабжением населения

обеспечивает ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»: снижение в I полугодии 2018 г. (с 32,33 до 27,97 руб./кВт·ч) и последующий рост ко II полугодию 2019 г. (до 35,73 руб./кВт·ч).

Анализ динамики тарифов по районам области для населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением показал, что в тех районах, где электроснабжение осуществляет одна организация, тарифы в рассматриваемый период имеют тенденцию к росту, за исключением Усольского района (рисунок 1.14).

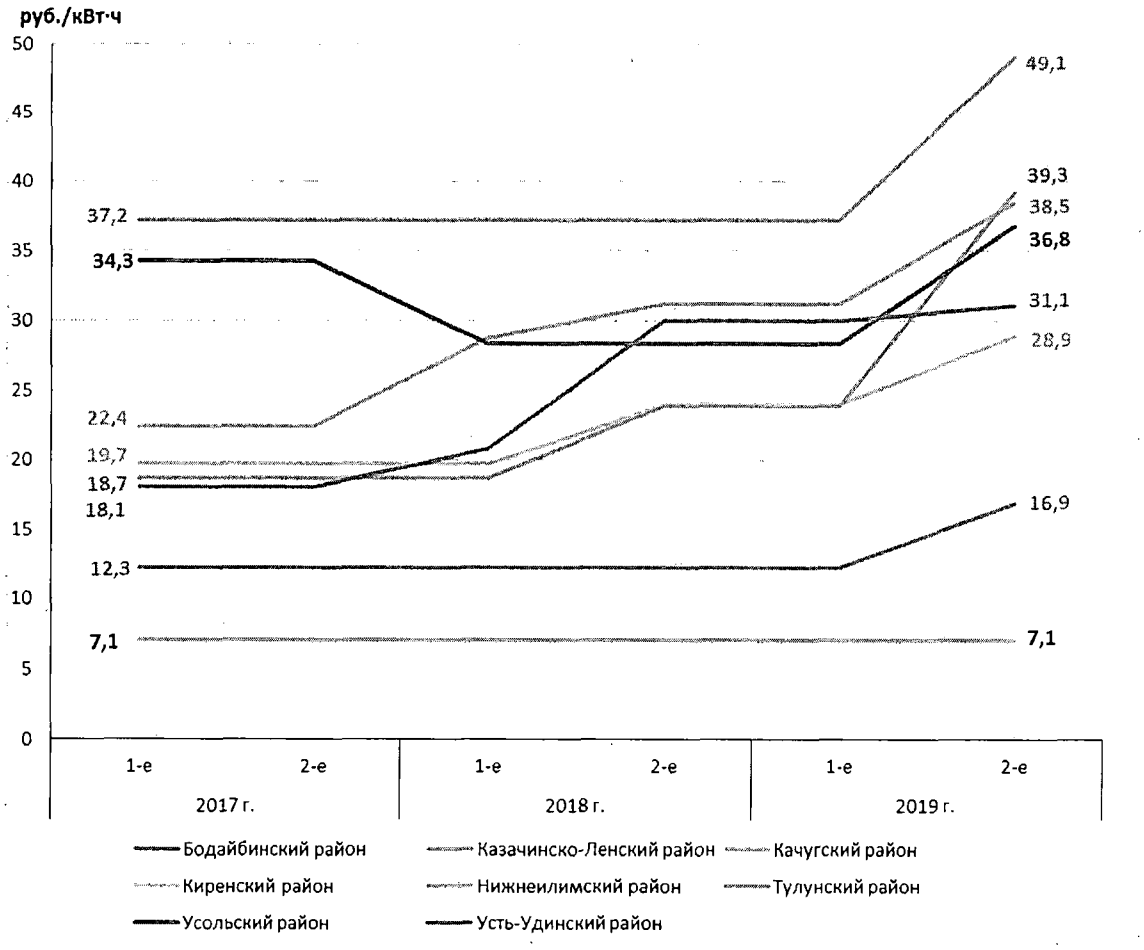


Рисунок 1.14 – Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для децентрализованных населенных пунктов в районах с одной обслуживающей энергокомпанией

Тарифы на электроэнергию в районах, которые обеспечиваются электроэнергий от нескольких организаций, имеют существенные расхождения «внутри» района (таблица 1.19). При этом разница между минимальным и максимальным тарифом существенно отличается в динамике как внутри одного района, так и между районами в целом (рисунок 1.15).

Таблица 1.19 – Динамика минимальных и максимальных тарифов в децентрализованной зоне электроснабжения при обеспечении электроэнергией внутри района различными организациями, руб./кВт·ч

Район	min/max	Год, полугодие					
		2017		2018		2019	
		I	II	I	II	I	II
Братский	min	13,9	13,9	13,9	18,5	18,5	44,5
	max	16,4	16,4	16,4	23,7	23,7	62,7
Катангский	min	18,6	18,6	20,9	22,4	22,4	40,4
	max	35,1	35,1	40,9	44,2	33,6	54,6
Ольхонский	min	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
	max	32,3	32,3	27,3	32,1	32,1	35,7
Усть-Кутский	min	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	15,6
	max	18,1	18,1	20,8	30,1	30,1	31,1

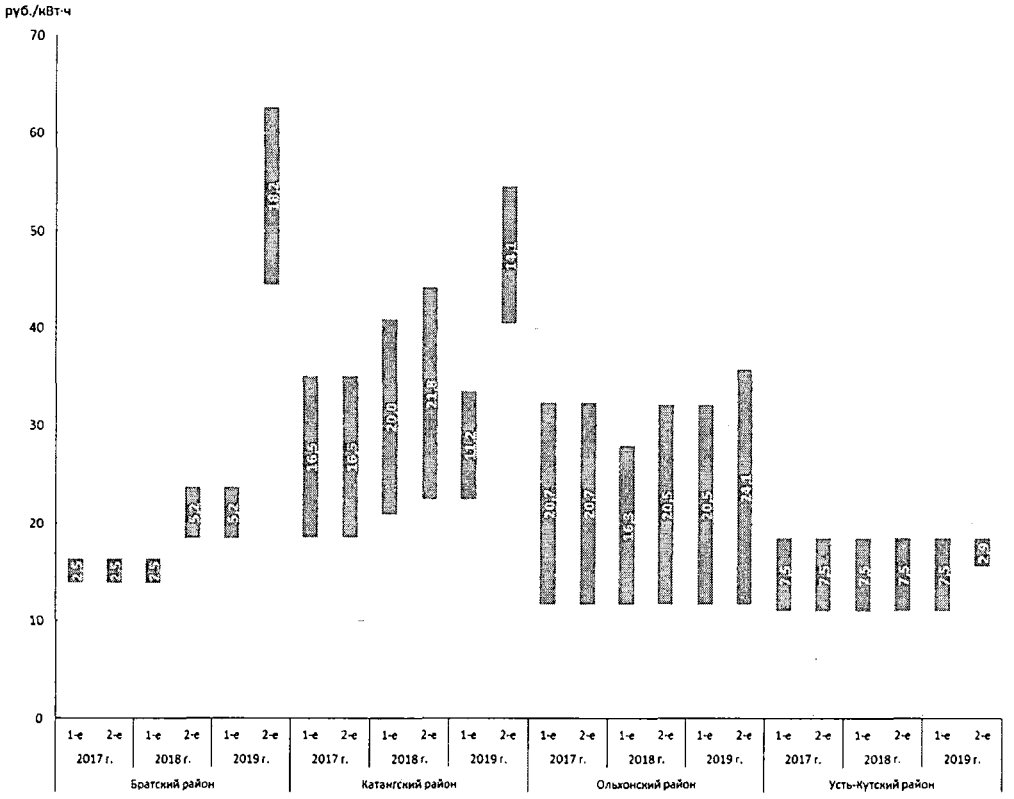


Рисунок 1.15 – Динамика разницы тарифов на электроэнергию в районах с несколькими энергоснабжающими организациями

«Скачки» в тарифах для разных энергоснабжающих организаций имеют место в Братском районе (МУП «Озернинское ЖКХ», МУП «Карахунское ЖКХ»), в Катангском (МУП «Катангская ТЭК» и ООО «Катангская ПТК»), Ольхонском (ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт» и МУП «Подлеморье») и Усть-Кутском (ООО «Стелс», ООО «Энергия» и ИП Беккер А.А.) районах. Разница между минимальным и максимальным тарифом за весь исследуемый период значительна: наименьшая разница на 2,5 руб./кВт·ч наблюдается в Братском районе и наибольшая в Ольхонском районе – 24,1 руб./кВт·ч, где для с. Онгурен на II полугодие 2019 г. установлен тариф 35,7 руб./кВт·ч (ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»), который является

максимальным, в то же время для д. Кочерикова – тариф 11,66 руб./кВт·ч (МУП «Подлеморье») – минимальный для района.

Среднеотпускной тариф на электроэнергию по децентрализованной зоне электроснабжения области в 2018 г. на 12,8% выше, чем в 2017 г. (таблица 1.20).

Таблица 1.20 – Среднеотпускной тариф для населенных пунктов децентрализованной зоны, руб./кВт·ч

Год	I полугодие	II полугодие	Среднеотпускной
2017	19,73	20,08	19,90
2018	20,56	24,55	22,45

Среднеотпускные тарифы на электроэнергию по районам, где функционируют различные энергоснабжающие организации, за 2017–2018 гг. представлены на рисунке 1.16.

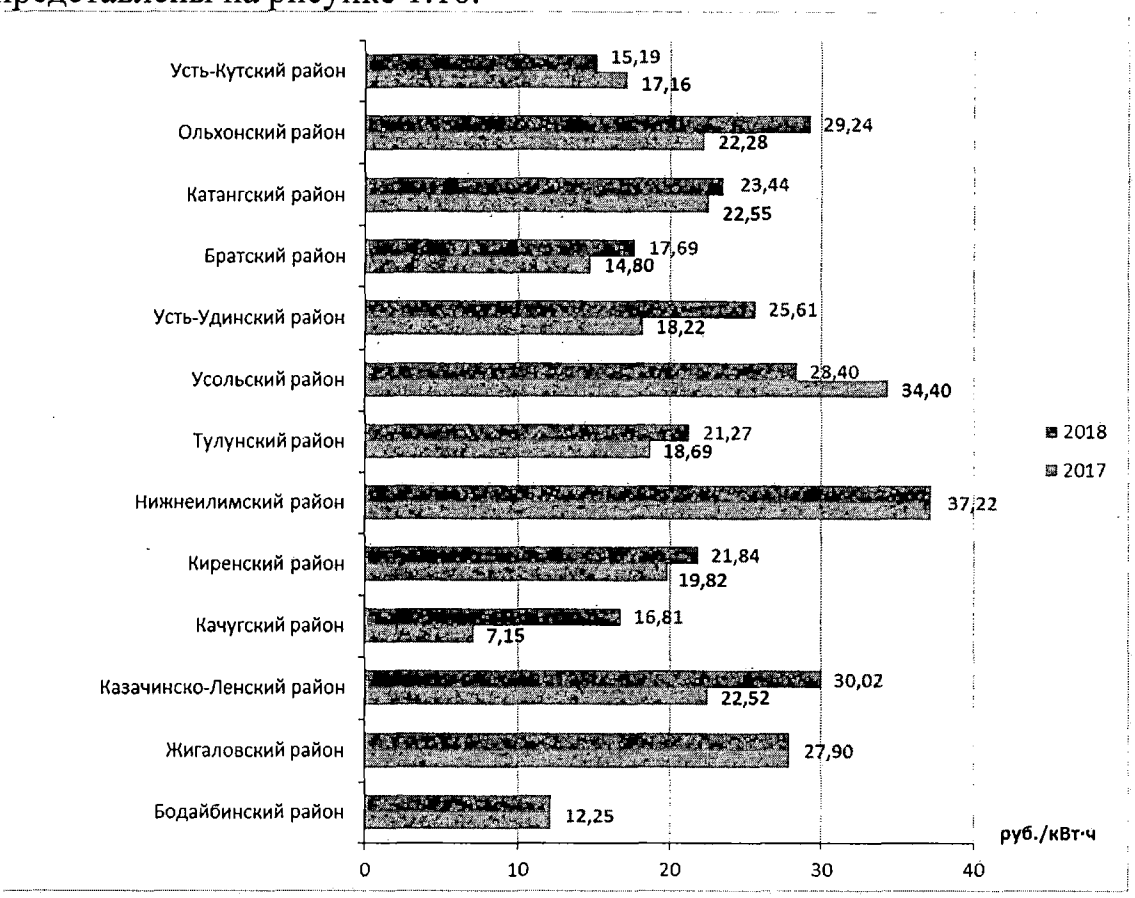


Рисунок 1.16 – Среднеотпускной тариф на электроэнергию для децентрализованных потребителей

Минимальный среднеотпускной тариф в 2017 г. был в Качугском, в 2018 г. – в Бодайбинском районе. Наибольший среднеотпускной тариф и в 2017 г., и в 2018 г. установлен для потребителей Нижнеилимского района.

В течение рассматриваемого периода тарифы не изменились в трех районах области: Бодайбинском, Жигаловском, Нижнеилимском. В Усольском районе в 2018 г. среднеотпускной тариф снизился на 21%, а в Усть-Кутском на 13%. Во всех остальных районах наблюдается рост среднеотпускных тарифов в 1,1–2,3 раза, наибольший рост соответствует Качугскому району.

(2) Субсидии

По данным Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области* (Приложение В) объем субсидий на нужды электроснабжения потребителей децентрализованной зоны в 2018 г. составил 486 млн руб. Динамика объемов субсидирования представлена на рисунке 1.17 и характеризуется ростом с 2011 по 2018 г. примерно в 2 раза.

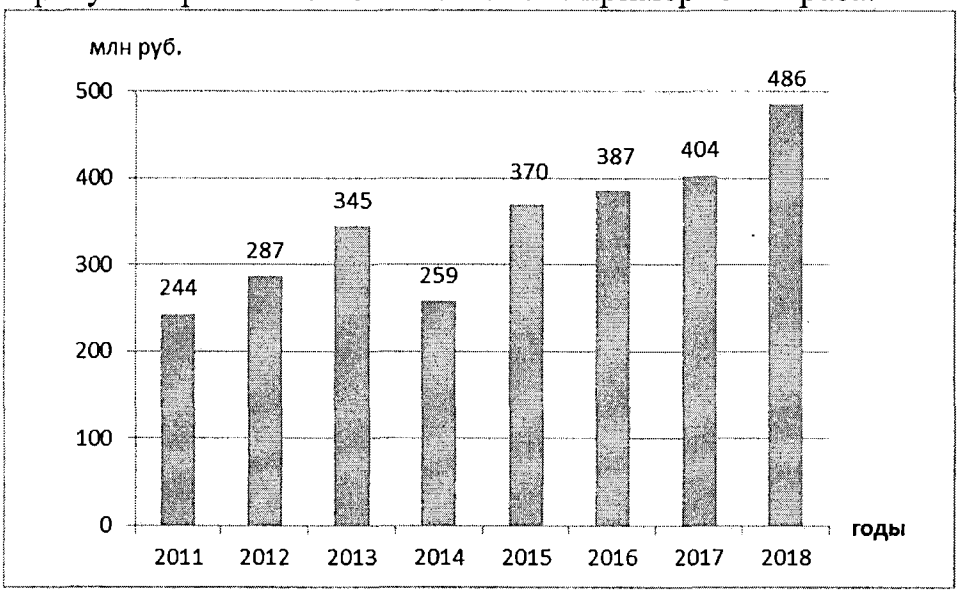


Рисунок 1.17 – Динамика субсидий, выделяемых на электроснабжение потребителей децентрализованной зоны

За рассматриваемый период наименьшие объемы субсидирования в 2011 и 2014 г.

В разрезе районов динамика объемов субсидирования за три года (2016–2018 гг.) в среднем характеризуется ростом на 25,5% (таблица 1.21), (Приложение В). Значительно выше среднего показателя выросло субсидирование в Качугском, Жигаловском и Братском районах. Снижение субсидирования наблюдается в Усть-Кутском, неизменным осталось в Нижнеилимском районе.

* Объем выпадающих доходов на выплату субсидий за счет средств областного бюджета в целях возмещения недополученных доходов в связи с оказанием услуг в сфере электроснабжения на 01.01.2017 г.; Сводный расчет размера недополученных доходов в связи с оказанием услуг в сфере электро-, газо-, тепло- и водоснабжения водоотведения и очистки сточных вод по состоянию на 27 декабря 2018 г.

Таблица 1.21 – Динамика объема субсидий по районам децентрализованного электроснабжения за период 2016–2018 гг., млн руб.

Район	Год			Разница, %
	2016	2017	2018	
Бодайбинский	2,3	2,4	2,4*	4
Жигаловский	0,6	2,5	2,4	300
Казачинско-Ленский	21,3	20,7	27,9	31
Качугский	0,6	0,6	2,6	333
Киренский	39,8	38,9	43,6	9,5
Нижнеилимский	2,8	2,8	2,8	0
Тулунский	16,2	18,5	21,8	35
Усольский	4,0	3,9	4,5	12
Усть-Удинский	37,1	33,3	42,4	14
Братский	55,5	56,6	95,9	73
Катангский	183,3	197,4	227,8	24
Ольхонский	4,8	7,1	5,1	6
Усть-Кутский	19,1	19,3	7,0*	-63
Всего	387,4	403,9	486,1**	25,5

Примечание - * С учетом оценок ИСЭМ СО РАН; ** - по состоянию на 27 декабря 2018 г.

В 2018 г. наибольший объем субсидий из бюджета области для децентрализованных потребителей выделен Катангскому и Братскому районам (рисунок 1.18).

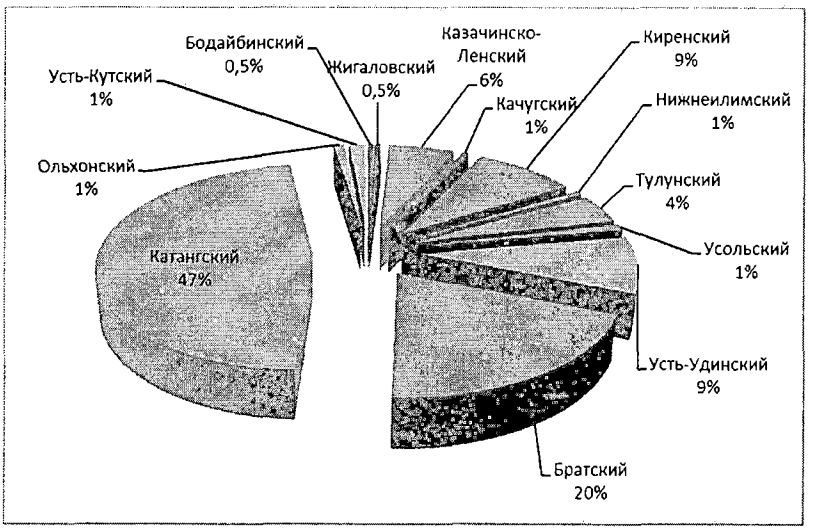


Рисунок 1.18 – Структура субсидий, выделяемых на электроснабжение населенных пунктов в децентрализованной зоне в 2018 г.

За период 2017–2018 гг. субсидии в районах с несколькими энергоснабжающими организациями в среднем выросли на 20% (таблица 1.22). При этом рост произошел только в Катангском и Братском районах, в

остальных субсидирование снизилось. Наибольшее снижение – в Усть-Кутском районе.

Таблица 1.22 – Динамика объема субсидий в районах с несколькими энергоснабжающими организациями в 2017–2018 гг., млн руб.

Район	Энергоснабжающая организация	Год		Разница
		2017	2018	
Братский	МУП «Карахунское ЖКХ»	17,2	40,6	23,4
	МУП «Озернинское ЖКХ»	39,4	55,3	15,8
Катангский	ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»	188,3	-	28,8
	МУП «Катангская ТЭК»	-	217,1	
	ООО «Катангская ПТК»	9,1	10,7	1,6
Ольхонский	ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»	5,3	4,9	-0,4
	МУП «Подлеморье»	1,8	0,2	-1,6
Усть-Кутский	ИП Беккер А.А.	2,1	1,7	-0,4
	ООО «Стелс»	15,6	3,6*	-12,0
	ООО «Энергия»	1,7	1,7	0,0
Всего		280,5	335,8	55,3

Примечание – * С учетом оценок ИСЭМ СО РАН

Абсолютные значения субсидирования по районам зависят в большей степени от объемов электропотребления, т.е. от количества децентрализованных населенных пунктов, численности проживающего в них населения и продолжительности суточного электроснабжения, а также от цены дизельного топлива.

1.3 Анализ функционирования возобновляемых энергоисточников на территории области

В настоящее время возобновляемые источники энергии (ВИЭ) на территории области не получили широкого применения. Суммарная установленная мощность ВИЭ, использующих в основном гелиоэнергетические ресурсы, составляет 237,2 кВт.

На сегодняшний день функционируют две наиболее крупные солнечные электростанции (СЭС): в с. Онгурен (Ольхонский район) мощностью 81 кВт в составе энергокомплекса (солнечная + ветровая + дизельная электростанции) и в д. Нерха (Нижнеудинский район) установленной мощностью 121,5 кВт в дополнение к ДЭС, а также несколько СЭС небольшой мощности на побережье оз. Байкал. В значительно меньшей степени используются ветроэнергетические ресурсы: кроме с. Онгурен, только 2 небольшие ветроустанови, о мощности одной из них данные отсутствуют. Суммарная установленная мощность ветроустановок (ВЭУ) составляет 19 кВт (таблица 1.23).

Таблица 1.23 – Существующие возобновляемые энергоисточники

Район	Населенный пункт	Тип ВИЭ	Установленная мощность, кВт
Иркутский	Кордон Кадильный Прибайкальского национального парка	СЭС ВЭУ	1 н/д
	б/о «Бухта Крестовая»	СЭС	2,5
Нижнеудинский (Тофалария)	п. Нерха	СЭС	121,5
Ольхонский	с. Онгурен	СЭС ВЭУ	81 15
	т/б «Зама»	СЭС	9
	урочище Узуры (о. Ольхон)	СЭС ВЭУ	1,2 4
Слюдянский	ООО «РемБытПутьМаш» г. Слюдянка	СЭС	2
Всего, в том числе:		СЭС ВЭУ	237,2 218,2 19

Мониторинг работы небольших ВИЭ не ведется, поэтому данные о выработке энергии, вытеснении топлива и прочие показатели отсутствуют.

1.3.1 Энергокомплекс в п. Онгурен Ольхонского района

Первый на территории области возобновляемый энергокомплекс – ветросолнечная электростанция (ВСЭС) в с. Онгурен – введен в эксплуатацию в ноябре 2012 г.

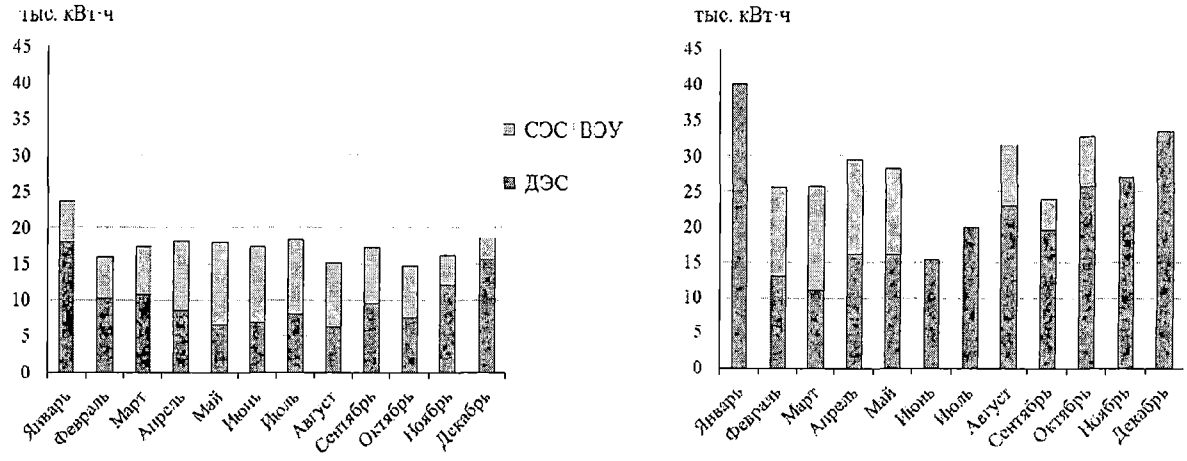
Располагаемая мощность возобновляемых энергоисточников, на момент пуска энергокомплекса в эксплуатацию, значительно ниже установленной (таблица 1.24), что связано с непроработанностью схемы подключения всех ее элементов.

Таблица 1.24 – Технические показатели энергокомплекса в с. Онгурен (состояние 2013 г.)

Наименование	ДЭС	СЭС	ВЭС
Установленная мощность, кВт	100	81	15
Располагаемая мощность, кВт	100	50	10
Доля в суммарной выработке, %	57,1	42,8	0,14

Это обусловило меньшую выработку электроэнергии возобновляемыми источниками. При этом график выработки электроэнергии иллюстрирует благоприятные условия использования фотоэлектрических модулей – в летние месяцы возможно покрытие значительной части потребления (рисунок 1.19а). Ветроустановки из-за малой величины установленной и еще меньшей располагаемой мощности практически не

участвуют в покрытии потребности в электроэнергии с. Онгурен, их часть в суммарной выработке электроэнергии составляет десятые доли процента.



а) 2013 г. б) 2018 г.

Рисунок 1.19 – Выработка электроэнергии энергокомплексом в с. Онгурен

Тем не менее, в течение 2013 г. 43% электроэнергии, используемой в с. Онгурен, выработано возобновляемыми источниками энергии, что позволило сэкономить до 43 т дизельного топлива. Потребление электроэнергии несколько ниже, чем суммарная выработка за счет расхода на собственные нужды и потери.

Во время полуторалетней эксплуатации комплекса в рабочем режиме выявлен ряд недостатков: недостаточная мощность инверторов и аккумуляторов, нерациональная схема выдачи мощности и др. В силу недостатка средств на оплату выделенного канала спутниковой связи, через который за работой станции следили в режиме реального времени, не удалось предотвратить замерзание части аккумуляторных батарей зимой 2015 г.

Летом 2016 г. станция прекратила свою работу после сильной грозы. По одной из версий, сложную технику неправильно эксплуатировали в силу отсутствия квалифицированного персонала. Вышедшее из строя импортное оборудование (инверторы) заменили на российское, также произведена установка новой ДЭС мощностью 200 кВт. В мае 2017 г. электроснабжение от комбинированной ветро-солнечной станции было восстановлено, однако постоянного мониторинга за работой энергокомплекса не ведется, переключение между элементами генерации до конца 2018 г. производилось вручную по усмотрению обслуживающего персонала. По данным эксплуатирующей организации (Приложение Г) в течение 2018 г. суммарная выработка электроэнергии энергокомплексом составила 334 тыс. кВт·ч, из них возобновляемыми источниками энергии – 73,1 тыс. кВт·ч, что составило 22% от суммарной выработки, соответственно такую же величину составила экономия дизельного топлива за год (рисунок 1.19б).

В качестве положительного момента для населения с. Онгурен следует отметить увеличение суммарной выработки, следовательно, и потребления электроэнергии в 2018 г. относительно 2013 г. в 1,6 раза, при этом выработка возобновляемыми энергоисточниками, с учетом отсутствия данных по выработки СЭС в июне-июле и зимние месяцы, осталась примерно на том же уровне.

Для улучшения и стабилизации работы энергокомплекса в декабре 2018 г. заменены 50% аккумуляторных батарей, срок эксплуатации которых закончился в начале 2017 г. В планах – замена аккумуляторных батарей, находящихся в неудовлетворительном состоянии, и покупка комплекта оборудования, которое увеличит мощность солнечной станции до 120 кВт, что, возможно, позволит обеспечивать электроэнергией жителей села в полном объеме.

1.3.2 Энергокомплекс в д. Нерха Нижнеудинского района

Согласно разработанному компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» (г. Слюдянка) технико-экономическому обоснованию проекта «Реконструкция системы электроснабжения населенных пунктов Тофаларии д. Нерха, с. Алыгджер, с. Верхняя Гутара со строительством генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии» в д. Нерха Нижнеудинского района 1 декабря 2017 г. после тестовых испытаний начала работу солнечная электростанция в режиме автоматической синхронизации с ДЭС. Показатели основного оборудования станции приведен в таблице 1.25.

Таблица 1.25 – Состав оборудования солнечной электростанции в п. Нерха

Показатель	Значение
Мощность фотоэлектрического модуля, Вт	270 Вт
Тип модуля	монокристаллический
Количество фотоэлектрических модулей, шт.	450
Общая мощность СЭС, кВт	121,5
Тип аккумуляторных батарей	OPzV
Емкость аккумуляторных батарей, А·ч	3000
Количество аккумуляторных батарей, шт.	144
Емкость аккумуляторных батарей, кВт·ч	864
Мощность батарейных инверторов, кВт	108
Мощность ДЭС, кВт	160
Угол наклона модулей (лето/осень-весна/зима), град.	25/45/75

Главной проблемой строительства являлась доставка материалов. Монтаж модульной солнечной электростанции, подключение и пуско-наладочные работы трудностей не создали.

В процессе эксплуатации выяснилось, что самая важная часть – это поддержание необходимого режима функционирования аккумуляторных батарей. Компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» ведется ежедневная

информационная поддержка через интернет и слежение за соблюдением режимов цикла заряда-разряда аккумуляторов, температурой батарей и другими показателями.

Кроме строительства солнечной электростанции и полной реконструкции электросетей 10 кВ компанией произведен монтаж оборудования для учета потребления электроэнергии у каждого потребителя.

На рисунке 1.20 представлен график выработки электроэнергии энергокомплексом в течение 2018 г. Показатели работы солнечно-дизельной электростанции в течение суток доступны в интернете по ссылке: http://anga3.ru.

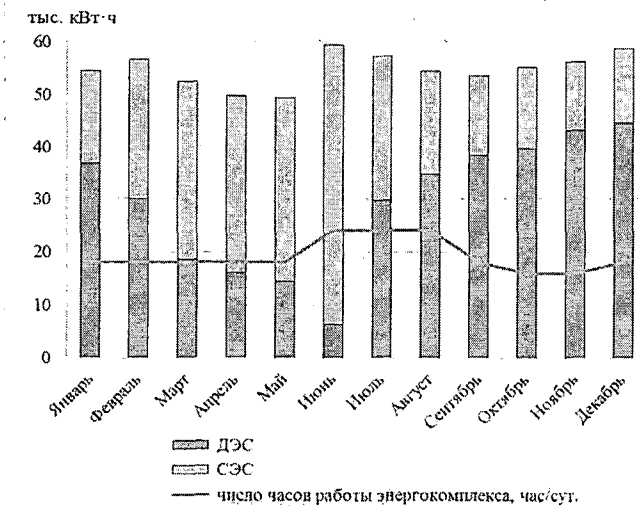


Рисунок 1.20 – График выработки электроэнергии энергокомплексом в д. Нерха

Нехарактерный для децентрализованных энергоисточников график выработки электроэнергии объясняется изменением в течение года числа часов работы в сутки (см. рисунок 1.20). В летний период (июнь-август) при достаточно большой выработке электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями электроснабжение населения осуществляется круглосуточно. В остальное время года – в течение 16–18 час. в сутки.

За 2018 г. энергокомплексом выработано 658 тыс. кВт·ч электрической энергии. Из них 305 тыс. кВт·ч – фотоэлектрическими модулями, что составляет 46% от суммарной выработки. При цене дизельного топлива в 2018 г. для потребителей д. Нерха 43,75 руб./литр (Приложение Г) экономия составила порядка 2,8 млн руб. за год.

Всего за время работы солнечно-дизельной электростанции (на 01.02.2019 г.) фотоэлектрическими модулями выработано 320 тыс. кВт·ч электрической энергии.

В 2019 г. на территории области планируется реализовать проекты по строительству автономных солнечных электростанций мощностью по 40 кВт с системой накопления электроэнергии емкостью 144 кВт·ч в с. Ермаки и д. Карнаухова Казачинско-Ленского района.

2 ПРЕДПОСЫЛКИ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРО- И ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ

2.1 Нежилые и рекомендуемые к расселению населенные пункты

К неперспективным и рекомендуемым к расселению относятся те населенные пункты, в которых отсутствует постоянное население либо число жителей на 01.01.2018 г. не превышает 5 чел. и отсутствует источник электроснабжения (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Населенные пункты, в которых отсутствуют ДЭС

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.	
		перепись 2010 г.	01.01.2018
Братский	п. Чистый	27	0
	п. Хвойный	0	1
Жигаловкий	д. Головское	6	0
Казачинско-Ленский	д. Вершина Ханды	10	1
Катангский	д. Мога	5	2
Киренский	с. Улькан	0	2
	д. Дарьина	5	4
	д. Ичера	6	4
	д. Кондрашина	0	0
Усть-Кутский	д. Жемчугова	3	3
Всего		62	17

В д. Вершина Ханды функционирует ДЭС, однако по состоянию на 01.01.2018 г. в деревне постоянно проживает 1 чел., население относится к малочисленным народам Севера, в летний период численность жителей резко возрастает.

В п. Чистый, дд. Головское и Кондрашино отсутствует постоянное население.

Деревня Жемчугова в настоящее время подключена к электросети с. Орлинга и в ней зарегистрировано только 3 человека.

В п. Хвойный, д. Мога, с. Улькан, дд. Дарьина, Ичера число постоянных жителей меньше 4 и отсутствуют ДЭС.

По имеющейся информации от муниципальных образований в настоящее время уже расселены три населенных пункта: п. Тынкобь (Братский район), д. Екунчет и с. Еланка (Тайшетский район) (Приложение Д). Следует отметить, что для жителей двух последних поселений в 2018 г. началась процедура выдачи сертификатов на переселение, в настоящее время они находятся в завершающем этапе упразднения.

В ближайшей перспективе в программу расселения по рекомендациям муниципальных образований предлагается еще три поселка: Южный Братского района (с числом жителей 137 чел. на 01.01.2018 г.), Золотой (8 чел.) и Сполошино (21 чел.) Киренского района.

По данным управления Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области по региональной политике на сессии Законодательного собрания области от 20.02.2019 г. принят проект закона Иркутской области «Об упразднении отдельных населенных пунктов Иркутской области и о внесении изменений в отдельные законы Иркутской области». Постановлением Правительства Иркутской области №130-пп от 20.02.2019 г. утвержден порядок направления, рассмотрения предложений и принятия решений о целесообразности переселения жителей из населенных пунктов Иркутской области. В качестве потенциальных к расселению могут быть рекомендованы 40 населенных пунктов в разных районах области с населением до 100 чел., большая часть из которых находится в зоне децентрализованного электроснабжения (Приложение Д).

При анализе предпосылок изменения схем электроснабжения (подключение с централизованному электроснабжению, применение возобновляемых источников энергии, использование местных видов топлива) принято, что к числу рекомендуемых к расселению могут быть отнесены те населенные пункты, в которых численность населения из года в год снижается и в период с 2010 по 2018 гг. существенно сократилась. Таких населенных пунктов выявлено два: п. Заярск в Нижнеилимском районе и уч. Инаригда в Катагском (таблица 2.2). К тому же, величина экономически обоснованного тарифа на электроэнергию, утвержденного службой по тарифам Иркутской области на II полугодие 2019 г., для данных поселений достаточно высока: 49,11 руб./кВт·ч для п. Заярск и 44,29 руб./кВт·ч – для уч. Инаригда.

Таблица 2.2 – Населенные пункты по районам области, в которых резко снизилось население

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.		Спад (- чел.), (разы)
		перепись 2010 г.	01.01.2018	
Нижнеилимский	п. Заярск	51	16	-35 (3,2)
Катангский	уч. Инаригда	12	7	-5 (1,7)

Исходя из выполненного анализа, в ближайшей перспективе к числу рекомендуемых к расселению могут быть отнесены 15 населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением: п. Чистый, п. Хвойный, д. Головское, д. Вершина Ханды, с. Улькан, д. Дарьина, д. Ичера, д. Кондрашина, д. Мога, д. Жемчугова, п. Южный, п. Золотой, п. Сполошино, п. Заярск и уч. Инаригда.

2.2 Подключение к энергосистеме

В качестве потенциальных для перевода на централизованное электроснабжение могут быть рекомендованы 13 населенных пунктов, расположенных в 9 разных районах области, для которых данный вопрос находится на различных стадиях рассмотрения (таблица 2.3).

В Инвестиционную программу ОАО «Иркутская сетевая компания» на 2015–2019 гг. включены мероприятия по подключению пп. Октябрьский и Манинск Усольского района к ПС в п. Раздолье и с. Усть-Киренга и д. Пашня (Киренский район) к ПС Макарово (Приложение Е).

В стадии реализации ОГУЭП "Облкоммунэнерго" подключение с. Поволошино Катангского района к ПС НПС-8 ВСТО (Приложение Е). Администрация Черемховского района выступает с предложением рассмотреть вопрос подключения с. Мото-Бодары к ПС в п. Тунгуска (18 км) (см. Приложение Б).

Имеются потенциальные возможности перевода на централизованное электроснабжение п. Озерный и п. Карахун Братского района, с. Карам Казачинско-Ленского района, а также с. Аносово и д. Ключи Усть-Удинского района.

В связи с проектированием ЗАО «Электросетьпроект» ВЛ 220 кВ от ПС Тулун до ПС Туманная в Республике Тыва в рамках договорных отношений с ООО «Голевская ГРК» появилась возможность перевода на централизованное электроснабжение с. Алыгждер Нижнеудинского района, от которого данная ВЛ пройдет в 7–12 км (Приложение Е). ЗАО «Электросетьпроект» подготовлено технико-экономическое обоснование строительства ПС 220/10 кВ, в котором рассматриваются различные варианты трассы ВЛ 10 кВ и размещения ПС 220/10 кВ (Приложение Е). В настоящее время прорабатывается вопрос о включении в Инвестиционную программу ОАО «Иркутская сетевая компания» мероприятий по строительству ПС 220/10 кВ с сопутствующей электросетевой составляющей после урегулирования вопросов эксплуатации ВЛ 220 кВ.

ООО «Голевская ГРК» согласовало подключение одноцепной отпайки ВЛ 220 кВ к проектируемой ВЛ Тулун – Туманная и предлагает получить ТУ на технологическое присоединение ПС 220/10 кВ для электроснабжения с. Алыгджер в установленном порядке и согласовать с ОАО «ИЭСК» (Приложение Е). С учетом большой протяженности ВЛ 220 кВ и перспективной нагрузки АК-Сугского ГОКа ООО «Голевская ГРК» оценивает возможную мощность для с. Алыгджер не более 5 МВт.

Таблица 2.3 – Населенные пункты, рекомендуемые к подключению к централизованному электроснабжению

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.		Центр питания	Сетевая компания	Максимум нагрузки, кВт		
		перепись 2010 г.	на 01.01.2018			существующий	перспективный	максимальный
Усольский	п. Октябрьский	207	185	ПС в п. Раздолье	ИЭСК	59	278	555
	п. Манинск	11	9				14	27
Киренский	с. Усть-Киренга	57	57	ПС 110 кВ Макарово	ИЭСК	41	86	171
	д. Пашня	16	12			38	18	36
Катангский	с. Подволошино	467	357	ПС 220 кВ НПС-8	ОГУЭП «Облком-мунэнерго»	279	536	1071
Черемховский	п. Мото-Бодары	51	46	ПС в п. Тунгуска		23	69	138
Нижнеудинский	с. Алыгджер	508	529	ПС от ВЛ 220 кВ Тулун - ПС Туманная		249	794	1587
Казачинско-Ленский	с. Карам	352	320	ПС п. Улькан	ИЭСК	141	480	960
Братский	п. Карахун	648	583	ПС в п. Прибойном	Братская ЭСК	304	875	1749
	п. Озерный	681	601	ПС в п. Больше-окинский	ИЭСК	446	902	1803
Усть-Удинский	д. Ключи	139	94	ПС в п. Новая Уда	ИЭСК	28	141	282
	с. Аносово	616	499			248	749	1497
Тулунский	п. Аршан	289	275	ПС от ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная		162	413	825

При реализации проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная появляются предпосылки для рассмотрения вопроса перехода на централизованное электроснабжение п. Аршан Тулунского района, расположенного по маршруту прохождения данной линии электропередачи.

Для оценки возможности подключения к энергосистеме рассчитаны перспективные электрические нагрузки перечисленных выше потребителей с учетом увеличения удельных показателей (см. таблицу 2.3).

Кроме того, вариант централизованного электроснабжения потенциально можно рассматривать для с. Ербогачен, учитывая близость расположения электростанций АО «Верхнечонскнефтегаз». В 2017 г. АО «ВЧНГ» на запрос Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области оценивал ориентировочную стоимость строительства ВЛ 110 кВ протяженностью 120 км от электростанции до с. Ербогачен с ПС 110/6 кВ в размере 1,6 млрд. руб. (в ценах 2017 г.) с НДС (Приложение Е). В то время Службой по тарифам Иркутской области тариф на электроэнергию, производимую электростанциями АО «Верхнечонскнефтегаз», был установлен на уровне 6,54 руб./кВт·ч (Приложение Е).

Показатели предварительной оценки эффективности этого мероприятия в ценах 2017 г. приведены в таблице 2.4. Срок окупаемости этого варианта электроснабжения с. Ербогачен оценивается в 17,7 лет, учитывая экономию субсидий на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения за счет разницы экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для населения.

Таблица 2.4 – Показатели экономической эффективности подключения с. Ербогачен к сетям АО «ВЧНГ» (в ценах 2017 г.)

Показатель	Единица измерения	Значение
Расчетные субсидии при существующей ДЭС	млн руб.	122,4
Субсидии при подключении к электростанции АО «ВЧНГ»	млн руб.	32,2
Экономия субсидий	млн руб.	90,2
Капиталовложения в ВЛ и ПС	млн руб.	1600
Простой срок окупаемости	лет	17,7

В феврале 2019 г. на запрос Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от АО «ВЧНГ» получен отрицательный ответ о возможности технологического присоединения к электрическим сетям АО «ВЧНГ» населенных пунктов Катангского района с связи с отсутствием свободной мощности объектов генерации электрической энергии и необходимости решения этого вопроса непосредственно с ПАО «НК «Роснефть» (Приложение Е).

Для окончательного принятия решения об эффективности перехода на централизованное электроснабжение с. Ербогачен от электростанций АО «ВЧНГ» необходимо проведение дополнительных исследований в сравнении с другими альтернативными вариантами, в частности использования на собственной электростанции сырой нефти взамен дизельного топлива (см. п. 2.3.1).

Имеются предпосылки перехода на централизованное электроснабжение населенных пунктов Усть-Кутского и Киренского районов за счет подключения к ВЛ 220 кВ, проходящей вдоль трассы нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (рисунок 2.1). В зоне прохождения ВЛ расположены сс. Бобровка, Максимово, Визирный, Золотой, Сполошино, Коршуново. Для оценки целесообразности этого мероприятия необходимы дополнительные исследования и согласование с оператором ВЛ 220 кВ ПАО «Россети». Включение в инвестиционную программу субъектов электроэнергетики мероприятий по обеспечению централизованного электроснабжения возможно только при подаче заявки на техприсоединение к ЕЭС России и наличии соответствующих утвержденных техусловий на ТП.



Рисунок 2.1 – Населенные пункты Киренского и Усть-Кутского районов и участок трассы ВСТО

2.3 Использование местных видов топлива

Одним из направлений модернизации дизельной генерации на территории области является переход на использование местных видов

топлива. Предпосылки такого перехода имеются в Катангском, Киренском и Усть-Кутском районах, где в настоящее время ведется нефте- и газодобыча, а также лесозаготовка и деревообработка.

2.3.1 Использование сырой нефти

Замена дизельного топлива на сырую нефть для автономных электростанций возможна несколькими вариантами:

– перевод на сжигание сырой нефти агрегатов, функционирование которых предусмотрено на этом виде топлива;

– замена существующего оборудования на оборудование, в паспортных данных которого предусмотрено сжигание сырой нефти;

– переработка нефти на мини-установках с получением нефтепродуктов для последующего их сжигания на электростанциях.

В первом и втором вариантах необходима организация процесса подготовки и сепарации нефти, что значительно увеличивает затраты, третий вариант является самым капиталоемким и основным ограничением является недостаточный опыт использования подобного оборудования на территории России. Имеющиеся нефтеперерабатывающие установки малой мощности отличаются высокой стоимостью и низким качеством продукции.

В Катангском районе в настоящее время в котельных с. Ербогачен используется сырая нефть. Нефть поставляется с месторождений ООО «Иркутская нефтяная компания» и АО «Верхнечонскнефтегаз», расположенных в Катангском и Усть-Кутском районах.

Согласно данным ООО «Иркутская нефтяная компания» (Приложение Ж), отпускная цена нефти на УПН Ярактинского месторождения в мае 2018 г. составляла 22,7 тыс. руб./т без НДС, в декабре 2018 г. – 19,2 тыс. руб./т, в феврале 2019 г. – 22,4 тыс. руб./т, в марте-апреле оценивается в 25,4–27,4 тыс. руб./т (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Цена на нефть, поставляемую ООО «ИНК», тыс. руб./т без НДС

Пункт отгрузки, месторождение	Май 2018	Декабрь 2018	Февраль 2019	Март-апрель 2019
УПН Ярактинского месторождения	22,7	19,2	22,4	25,4 – 27,4
ПСП Даниловского месторождения		25,5	25,5	28,0 – 30,0
Месторождение им. Б. Синявского	15,2			
Маччобинское месторождение			20,5	

Источник: составлено по данным ООО «Иркутская нефтяная компания» (Приложение Ж)

На рисунке 2.2 показано взаимное расположение населенных пунктов Катангского района и месторождений нефти. Ближе всего расположено

месторождение им. Б. Синявского. И цена нефти, отпускаемой с этого месторождения, в мае 2018 г. составляла 15,2 тыс. руб./т без НДС. Однако зимой добыча на этом месторождении не ведется.

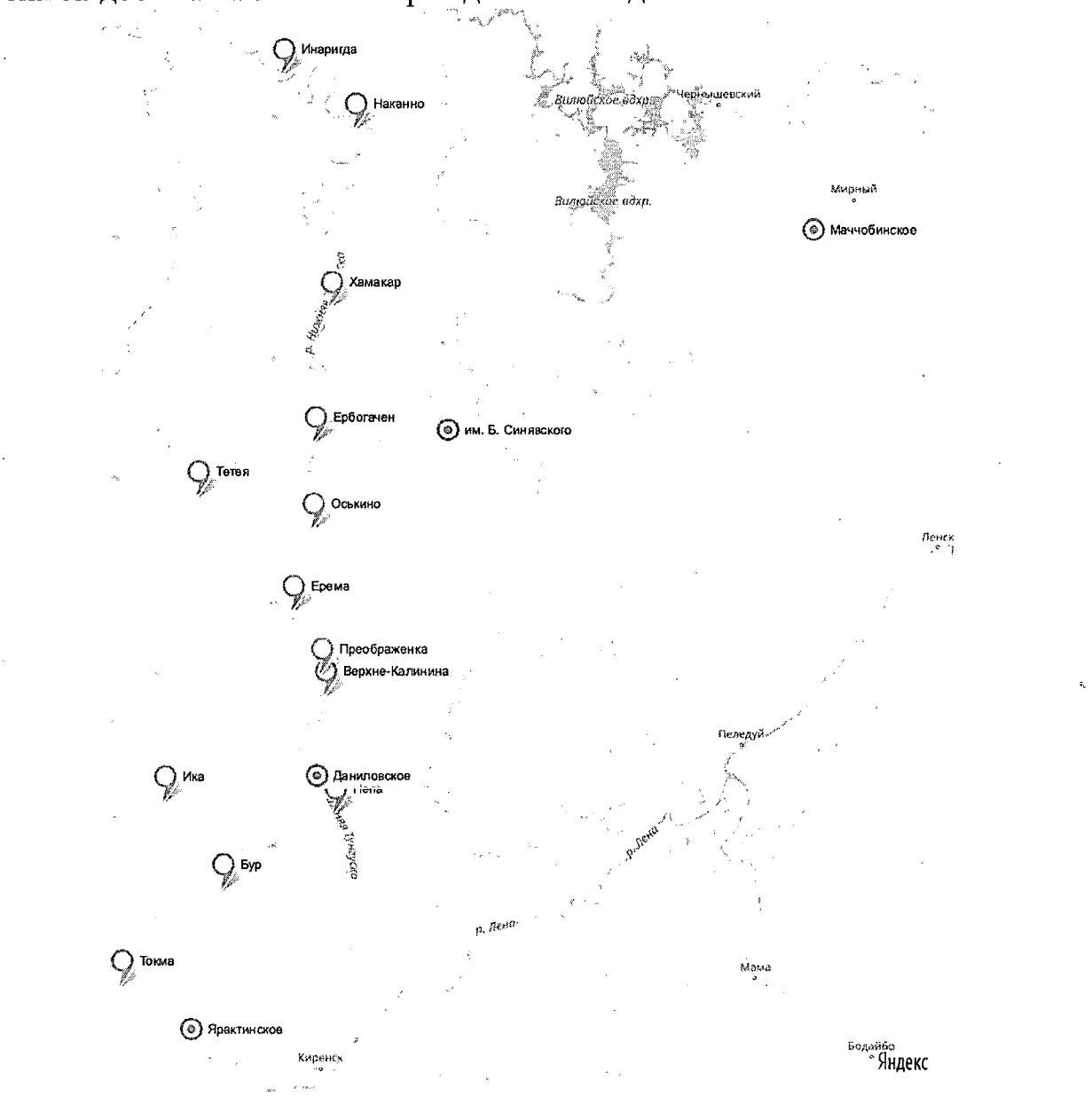


Рисунок 2.2 – Расположение населенных пунктов Катангского района и месторождений нефти

Отпускная цена нефти на ПСП Даниловского месторождения в декабре 2018 г. – феврале 2019 г. составляла 25,5 тыс. руб./т без НДС, в марте-апреле оценивается в 28,0–30,0 тыс. руб./т. Таким образом, на цену на нефть значительное влияние оказывает уровень мировых цен и сезонные колебания.

Цена нефти, включенная в тариф на тепло, установленный для МУП "Ербогаченское" на 2018 г., составляет 23,0 тыс. руб./т без НДС**. Поставки нефти также возможны с Маччобинского месторождения ООО «Саханефть» (входит в группу ИНК), расположенного в Мирнинском районе Республики Саха (Якутия) в 11 км к юго-западу от г. Мирный. Цена нефти при отгрузке с резервуарного парка Маччобинского месторождения в феврале 2019 г. составляла 20,5 тыс. руб./т без НДС (Приложение Ж).

В Катангском районе находится 13 населенных пунктов (за исключением п. Подволошино, подключение которого к централизованному электроснабжению внесено в инвестпрограмму ГУЭП «Облкоммунэнерго», и д. Мога, рекомендованной к расселению) с децентрализованным электроснабжением (таблица 2.6), в которых на 1.01.2018 г. проживало 2990 чел. (30% от всего населения, проживающего в населенных пунктах области с децентрализованным электроснабжением).

Расчетные субсидии на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в Катангском районе в 2018 г. составили 287,9 млн руб. (59% от суммы субсидий в сфере электроснабжения в Иркутской области). При этом 83% населения проживает в трех населенных пунктах: с. Ербогачен, с. Непа, с. Преображенка, на которые приходится 90% от расчетной субсидии Катангского района. Расположение этих трех населенных пунктов относительно месторождений нефти показано на рисунке 2.3.

Таблица 2.6 – Численность населения на 1.01.2018 г. и расчетная субсидия для населенных пунктов Катангского района

Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Размер расчетной субсидии в 2018 г., млн руб.
с. Ербогачен	1868	211,1
ч. Инаригда	7	0,5
с. Наканно	69	3,1
с. Оськино	41	2,0
д. Тетея	35	2,0
с. Хамакар	93	3,1
с. Бур	104	8,5
с. Ика	47	3,7
с. Непа	249	22,5
с. Токма	52	3,5
д. Верхне-Калинина	31	1,3

** Приказ службы по тарифам Иркутской области от 1 октября 2018 года № 216-спр (http://irkobl.ru/sites/sti/Files/Protokol%202018/216-spr.pdf)

с. Ерема	40	1,9
с. Преображенка	354	24,7
Всего	2990	287,9



Рисунок 2.3 – Населенные пункты Катангского района и месторождения нефти

Таким образом, с точки зрения потенциала экономии бюджетных средств целесообразно рассматривать использование нефти для электроснабжения именно в этих населенных пунктах.

На ДЭС с. Ербогачен установлены агрегаты с единичной мощностью 800-1000 кВт (таблица 2.7). В соответствии с паспортом установленных двигателей для 4-х из них марки ДГ-72М-400 топливом может выступать подготовленная сырая нефть [8]. Остальные установленные двигатели могут использовать только дизельное топливо.

Таблица 2.7 – Данные об агрегатах ДЭС с. Ербогачен

Марка	Тип двигателя	Производитель	Требования к топливу по паспорту двигателя
ДГ-72М-400	6ЧН36/45	ОАО «РУМО»	дизельное ГОСТ 305-82, моторное ГОСТ 1667 вязкостью до 36сСт при 50°С, подготовленная сырая нефть [8, 9, 10]
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ЭД910Т-Т400-2РН (ЭД1000М-4) MTU-140	MTU 18V2000G65	MTU Friedrichshafen	EN 590; Grade Nr. 1-D/12-D (ASTM D975-00) [11, 12]
ЭД910Т-Т400-2РН (ЭД1000М-4) MTU-139	MTU 18V2000G65		
Wilson-800	JGB062010 U8315M	FG Wilson	дизельное топливо плотностью 0,85; соответствие BS2869: 1998, Класс А2. [13, 14]
АД100С-Т400-1Р	Камаз 740.19-200	КАМАЗ	EN 590 [12, 15]

Для оценки возможности использования в качестве топлива на двигателях ДГ-72М-400 подготовленной сырой нефти необходимо проведение дополнительных исследований совместно с их производителем ОАО «РУМО» по согласованию состава нефти с ближайших месторождений и возможности ее использования на данных двигателях.

На ДЭС с. Непа, с. Преображенка установлены дизельные агрегаты с двигателями ЯМЗ-7514 мощностью 100-200 кВт. Дизельное топливо для ДЭС должно соответствовать стандарту EN-590 (ГОСТ Р 52368-2005). Использование нефти для выработки электроэнергии в этих населенных пунктах возможно только при условии установки оборудования, предназначенного для работы на нефти. Перевод действующих двигателей на нефть невозможен.

Для оценки эффективности предложения группы компаний Hevel о строительстве электростанции на сырой нефти в с. Ербогачен суммарной мощностью 4384 кВт в составе трех агрегатов на нефти по 1128 кВт и одного на дизельном топливе мощностью 1000 кВт (Приложение Ж) выполнена оценка затрат на топливо в этом варианте в сравнении с функционированием существующей ДЭС. Затраты на сырую нефть в ценах 2018 г. более, чем в 2 раза ниже затрат на дизельное топливо (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Оценка затрат на топливо при использовании дизельного топлива и нефти в с. Ербогачен (в ценах 2018 г.)

Показатель	Единица измерения	Вариант	
		Дизельное топливо	Нефть
Цена топлива	тыс. руб./т	63,0	25,5
Удельный расход	г/кВт·ч	240	260
Расход топлива	т	1502	1627
Затраты на топливо	млн руб./год	94,6	41,5

С учетом экономии средств на закупку топлива для электростанции на сырой нефти, суммарная стоимость которой оценивается в 726 млн руб. (Приложение Ж), срок окупаемости капвложений составляет 13,7 лет (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Показатели экономической эффективности проекта строительства электростанции на нефти в с. Ербогачен (в ценах 2018 г.)

Показатель	Единица измерения	Значение
Экономия затрат на топливо	млн руб./год	53,1
Капиталовложения в ДЭС на нефти	млн руб.	726,0
Простой срок окупаемости	лет	13,7

Приведенные результаты носят предварительный характер, для принятия решения о выборе той или иной схемы электро- и топливоснабжения с. Ербогачен необходимо проведение дополнительных исследований с рассмотрением всех альтернативных вариантов и оценки их сравнительной эффективности.

2.3.2 Использование природного газа

Одним из альтернативных вариантов топливоснабжения автономных электростанций населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов может стать использование природного газа Ковыктинского ГКМ после ввода в эксплуатацию участка Ковыктинское ГКМ – Чаяндинское ГКМ газотранспортной системы «Сила Сибири».

На рисунке 2.4 показано взаимное расположение населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов и участка трассы газотранспортной системы «Сила Сибири».

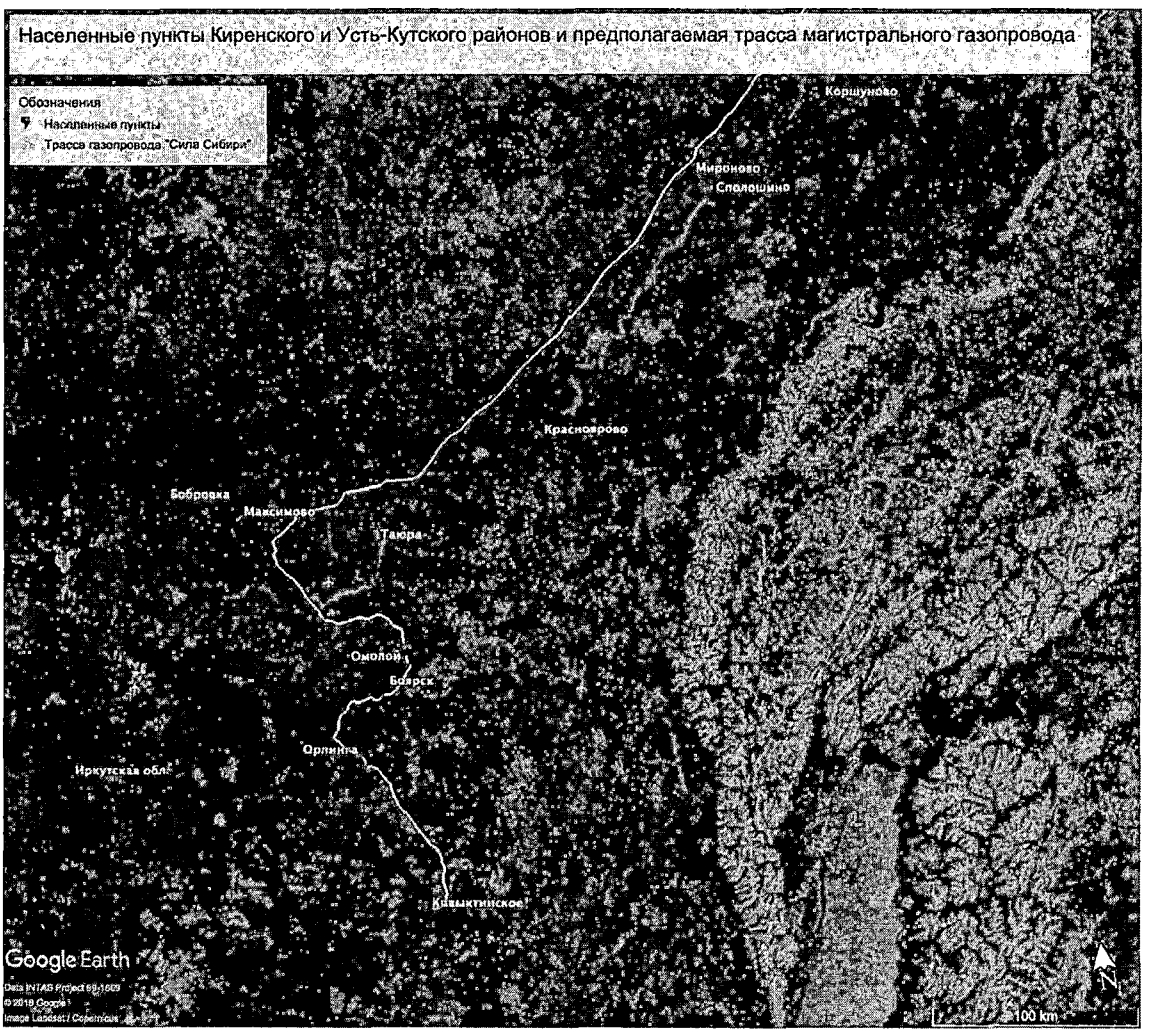


Рисунок 2.4 – Населенные пункты Киренского и Усть-Кутского районов и предполагаемая трасса магистрального газопровода

В 11 населенных пунктах Киренского и Усть-Кутского районов, расположенных в коридоре трассы участка газотранспортной системы «Сила Сибири» Ковыктинское ГКМ – Чаяндинское ГКМ, на 01.01.2018 г. проживало 451 чел. или 4,6% от всего населения, проживающего в населенных пунктах области с децентрализованным электроснабжением (таблица 2.10). Расчетные субсидии на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в Киренском и Усть-Кутском районах в 2018 г. составили 36,3 млн руб. (7,5% от суммы субсидий на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в области).

В связи с небольшим размером потенциальной экономии бюджетных средств, несопоставимо большими затратами на создание и модернизацию энергетической инфраструктуры и неопределенностью с ценой газа для потребителей области дать оценку эффективности варианта использования природного газа на цели электроснабжения в населенных пунктах Киренского и Усть-Кутского районов в настоящее время затруднительно, необходимо проведение отдельного исследования.

Таблица 2.10 – Численность населения на 1.01.2018 г. и расчетная субсидия населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов

Район	Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Размер расчетной субсидии в 2018 г., млн руб.
Киренский	с. Коршуново	138	13,2
	с. Красноярово	39	4,6
	с. Мироново	35	6,3
	с. Сполошино	21	5,1
Усть-Кутский	с. Боярск	74	1,5
	с. Омолой	52	1,4
	с. Орлинга	24	0,7
	с. Таюра	30	1,8
	п. Бобровка	26	0,9
	д. Максимово	12	0,8
Всего	11	451	36,3

2.3.3 Использование отходов лесопиления и деревообработки

В населенных пунктах Киренского района с децентрализованным электроснабжением имеются предпосылки использования для обеспечения электроэнергией отходов лесопиления и деревообработки. ООО «Витим-Лес» выступает с предложением строительства мини-ТЭЦ на генераторном газе, получаемом из древесных отходов, для электроснабжения собственных производственных мощностей и близлежащих населенных пунктов сс. Коршуново и Мироново, которые в настоящее время обеспечиваются электроэнергией от ДЭС. Производственная база общества располагается на территории бывшего населенного пункта Давыдова Коршуновского МО. Электроэнергией предприятие обеспечивается от ДЭС, средняя потребляемая мощность 1,5 МВт, максимум нагрузки 2 МВт, расход топлива составляет 2 тыс. т/год (Приложение И).

В настоящее время ООО «Ковровские котлы» и итальянская компания «ТермоДент» разработали проект электростанции на древесных отходах мощностью 1,5 МВт. Суммарная стоимость проекта 316 млн руб. Стоимость линий электропередачи, строительство которых ООО «Витим-Лес» обязуется построить до населенных пунктов Коршуновского МО, оценивается в 68 млн руб. (Приложение И). По расчетам ОГКУ «Центр энергоресурсосбережения», исходя из стоимости вытесненного дизельного топлива, срок окупаемости проекта составит 37 лет (Приложение И).

По данным Комитета по имуществу и ЖКХ Киренского района (Приложение Б) суммарный расход топлива в 2018 г. на ДЭС двух обозначенных населенных пунктов составил 237,3 т при средней цене топлива 47,8 тыс. руб./т (таблица 2.11). По предварительной оценке, если учитывать сокращение субсидий на электроснабжение сс. Коршуново и

Мироново в размере 19,5 млн руб./год и стоимость проекта 316 млн руб., срок окупаемости варианта электроснабжения от мини-ТЭЦ на древесных отходах составит 16,2 года.

Таблица 2.11 – Показатели электроснабжения населенных пунктов Коршуновского МО (состояние 2018 г.)

Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018 г., чел.	Максимум нагрузки, кВт	Расход топлива, т/год	Стоимость топлива, млн руб.	Расчетные субсидии в 2018 г., млн руб.
с. Коршуново	138	120	167,2	8	13,2
с. Мироново	35	75	70,1	3,3	6,3
Всего	173	195	237,3	11,3	19,5

Приведенные расчеты носят предварительный характер и требуют отдельного подробного исследования с рассмотрением вопросов не только экономического, но и технологического профиля, учитывая недостаточный опыт эксплуатации в России подобного оборудования.

Следует отметить, что при разработке проектов по энергоснабжению децентрализованных потребителей с использованием газопоршневых мини-ТЭЦ, работающих на генераторном газе, получаемом из древесных отходов, следует принимать во внимание ряд особенностей:

1. Исходным сырьем для получения пиролизного газа являются отходы лесопользования определенного фракционного состава (щепа), влажность которых составляет 50% и более. Для производства генераторного газа необходимо топливо влажностью 10–12%.

2. С учетом п.1 для работы газогенераторной мини-ТЭЦ необходимо создание инфраструктуры для доставки, хранения необходимого запаса исходного сырья, подготовки топлива с требуемыми параметрами (сортировка, сушка) и хранению в надлежащих условиях суточного (или более, в зависимости от условий) запаса подготовленного топлива. Данная инфраструктура является энергозатратной, особенно в случае механизации данных процессов, и может существенно увеличить издержки мини-ТЭЦ на собственные нужды.

3. Необходимо учитывать сезонную неравномерность объемов лесозаготовки и соответственно, неравномерность объемов исходного сырья для подготовки древесного топлива. Создание же больших запасов ограничено временем возможного хранения древесного сырья без потери необходимых свойств.

4. Для использования древесных опилок в качестве топлива для газогенераторной мини-ТЭЦ необходима организация производства пеллет.

5. При использовании газогенераторной мини-ТЭЦ для бесперебойного энергоснабжения обязательно наличие резервной ДЭС, т.к.

газогенераторная мини-ТЭЦ требует значительное время для запуска, выхода на режим, остановки и профилактических работ.

6. Следует обратить внимание, что газогенераторная мини-ТЭЦ имеет систему очистки газа от смолы и золы, и может возникнуть необходимость утилизации улавливаемых в этой системе смолы и золы, если производителем данного оборудования эти алгоритмы не предложены.

7. Для эксплуатации и обслуживания газогенераторной мини-ТЭЦ необходим штат квалифицированных специалистов и вспомогательного персонала для всего технологического процесса.

3 ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

3.1 Обоснование выбора населенных пунктов

Для технико-экономического обоснования эффективности применения возобновляемых источников энергии с оценкой инвестиционного потенциала и последующей рекомендацией первоочередных пунктов их размещения были выбраны небольшие населенные пункты, исходя из следующего:

– не входящие в список неперспективных и рекомендованных к расселению;

– месторасположение пункта не позволяет рассматривать подключение к централизованному электроснабжению даже на отдаленную перспективу;

– нет предпосылок к использованию местных видов топлива;

– имеется разработанная проектная документация строительства солнечных электростанций;

– высокие значения субсидий из бюджета области.

К таким населенным пунктам отнесены:

– села Верхняя Гутара и Алыгджер (Нижнеудинский район), для которых компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» (г. Слюдянка) в 2016 г. разработано технико-экономическое обоснование проекта «Реконструкция системы электроснабжения населенных пунктов Тофаларии д. Нерха, с. Алыгджер, с. Верхняя Гутара со строительством генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии», в соответствие с которым в д. Нерха с 2017 г. функционирует солнечная электростанция;

– села Наканно и Бур (Катангский район) - удаленные от централизованного электроснабжения и имеющие наиболее высокие объемы в районе (исключая крупные населенные пункты) бюджетных субсидий;

– с. Подволочное и д. Ключи (Усть-Удинский район) – имеющие одни из наибольших объемов субсидий в районе;

– с. Вершина Тутуры (Качугский район) – труднодоступный населенный пункт с сезонным сообщением по автозимнику.

В таблице 3.1 представлена характеристика этих населенных пунктов, на рисунке 3.1 – места их расположения.

Применение возобновляемых энергоисточников в значительной степени зависит от потенциала возобновляемых природных энергоресурсов. Исходя из анализа величины и внутригодового распределения различных видов ресурсов можно рассматривать целесообразность применения соответствующих типов ВИЭ.

Таблица 3.1 – Характеристика населенных пунктов, выбранных для оценки применения солнечных электростанций

Район	Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Годовое производство электроэнергии, тыс. кВт·ч	Расчетные субсидии в 2018 г, млн руб.
Нижнеудинский (Тофалария)	с. Верхняя Гутара	414	540	н/д
	с. Алыгджер	529	689	н/д
Катангский	с. Хамакар	93	100	3,1
	с. Бур	104	275	8,5
Усть-Удинский	д. Ключи	94	179	4,5
	с. Подволочное	241	358	8,8
Качугский	с. Вершина-Тутуры	192	170	2,6

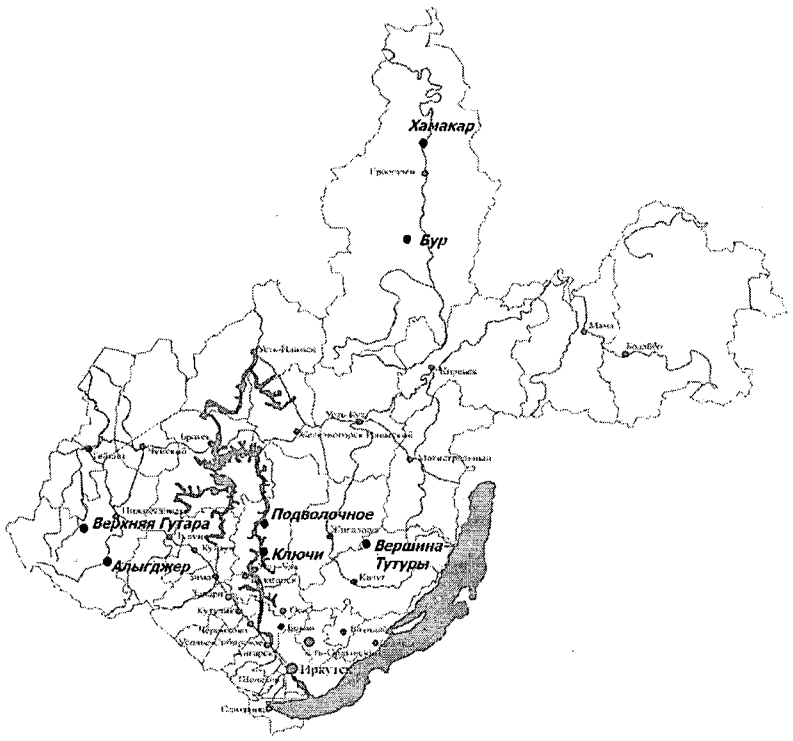


Рисунок 3.1 – Места расположения населенных пунктов, выбранных для модернизации системы электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии

3.2 Ветроэлектростанции

3.2.1 Ветроэнергетические ресурсы

Иркутская область, занимая значительную площадь, обладает невысоким ветроэнергетическим потенциалом на высоте 30 м над поверхностью земли (таблица 3.2), при этом технический потенциал составляет лишь 1,7% валового.

Таблица 3.2 – Ресурсы ветровой энергии (на высоте 30 м над поверхностью земли), трлн кВт·ч

Потенциал	Величина
Валовой	2211
Технический	37

Источник: [16]

Основным показателем ветропотенциала является средняя многолетняя скорость. На большей части территории среднегодовые скорости ветра на высоте флюгера гидрометеостанций (10–12 м) не превышает 1–2 м/с. В северных районах и небольших локальных зонах этот показатель несколько выше – 2–3 м/с. Исключение составляют побережье оз. Байкал и самые западные районы области со среднегодовой скоростью ветра 3–5 м/с (рисунок 3.2).

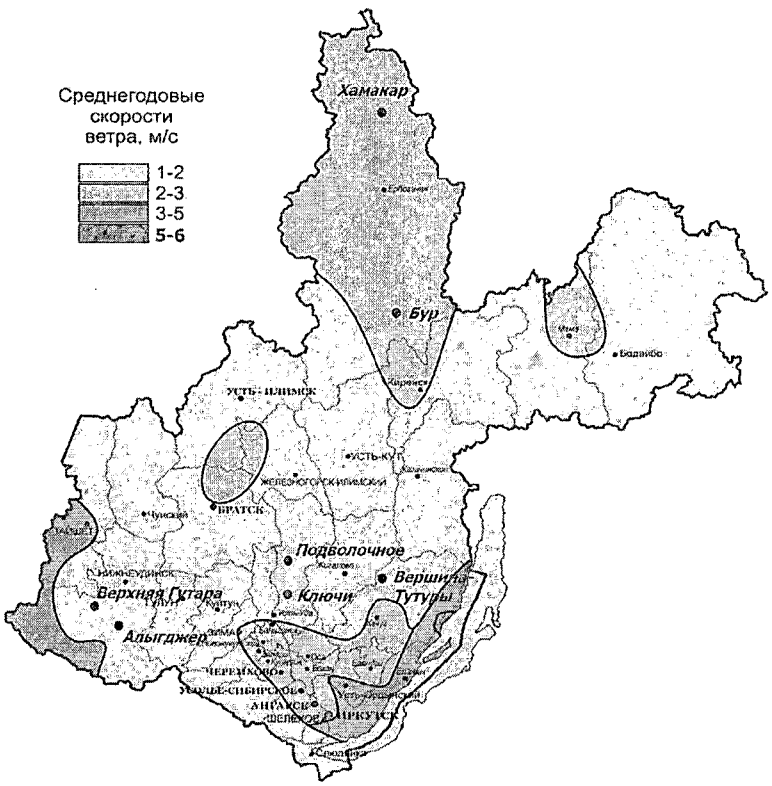


Рисунок 3.2 – Зонирование территории области по среднегодовой скорости ветра [17]

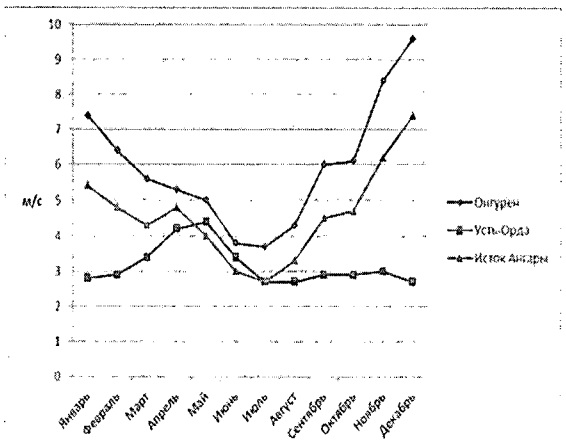
Особенности рельефа и климата Иркутской области оказывают определяющее влияние на внутригодовое распределение ветроэнергетического потенциала. В холодный период года, когда над Восточной Сибирью устанавливается антициклон, преобладает малооблачная погода со слабыми ветрами. В теплое время года циклоническая деятельность возрастает, тем не менее, ветры на территории области, как правило, не отличаются значительными скоростями. Влияние Байкала мало заметно вне окружающих его хребтов, но определяет местные особенности.

В силу неравномерности проявления ветровой энергии в течение года важным показателем является изменение потенциала по месяцам. В результате проведенного анализа внутригодового распределения скоростей ветра выделены три наиболее характерные группы.

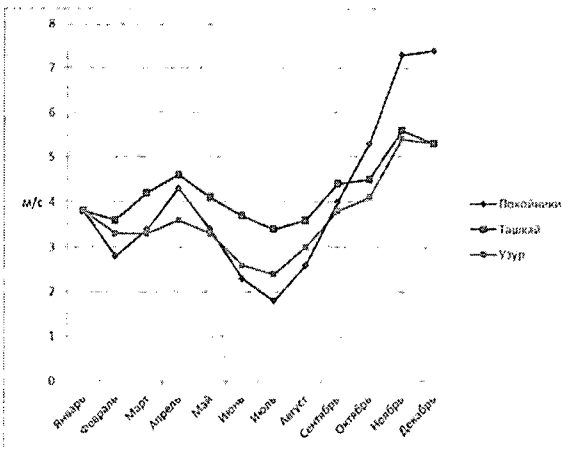
К первой группе относится большинство пунктов, где среднегодовые скорости не превышают 1,5–2,5 м/с, что связано с незначительной, в среднем по области, величиной ветроэнергетического потенциала. Изменение среднемесячных значений в течение года для этих пунктов несущественное.

Ко второй группе отнесены пункты, имеющие в течение года один пик максимума, когда наибольшие среднемесячные скорости ветра приходятся на осенне-зимний (с. Онгурен, Исток Ангары) или весенний период (п. Усть-Орда).

В третью группу входят пункты с двумя пиками максимальных значений скоростей ветра, приходящихся на весенний и осенне-зимний периоды (ГМС Покойники, п. Ташкай, с. Узур). На рисунке 3.3 представлены примеры графиков распределения среднемесячных скоростей ветра для характерных пунктов.



а) с зимним максимумом



б) с весенним и осенне-зимним максимумами

Рисунок 3.3 – Распределение в течение года среднемесячных скоростей ветра

Наиболее целесообразным для использования ветроэнергетических ресурсов является распределение потенциала ветра, имеющее зимний максимум, поскольку подобное распределение в большей степени

соответствует графику потребления электроэнергии децентрализованных потребителей.

Суточный ход скорости ветра зимой выражен крайне слабо, весной и летом скорости ветра в дневные часы увеличиваются в 3–5 раз по сравнению с их значениями ночью.

Территория области обладает незначительным ветроэнергетическим потенциалом и относится к числу неперспективных для его использования. Исключение составляют отдельные пункты, расположенные в Ольхонском районе, где среднегодовые скорости ветра составляют порядка 6 м/с.

Ветроэнергетические станции не находят широкого применения в силу сочетания незначительных скоростей ветра с высокой капиталоемкостью ветроустановок.

Возможно точечное применение ВЭС в локальных местах, в основном, в долинах рек, впадающих в оз. Байкал и на о. Ольхон, где уже функционируют ветроустановки небольшой мощности (см. раздел 1.3). Для этого необходимо провести обследования конкретного пункта предполагаемого размещения ВЭС с помощью ветроизмерительных комплексов в течение определенного времени (1–2 года) для уточнения параметров потенциала ветроэнергетических ресурсов.

3.2.2 Анализ показателей ветропотенциала рассматриваемых пунктов

Для увеличения точности получаемых результатов исследования данные параметры должны быть максимально приближенными к фактическим значениям, наблюдаемым на рассматриваемой территории. Для этого в работе используется методика воспроизведения природно-климатических параметров с использованием многолетних метеорологических рядов, находящихся в открытом доступе. В этих метеорологических рядах построчно записаны основные климатические параметры с дискретным шагом один час. При этом величина шага зависит от типа метеорологической станции и соответственно формата международного метеорологического кода.

В настоящее время наиболее распространёнными метеорологическими кодами являются FM 12 Synop и METAR (METeorological Aerodrome Report). FM 12 SYNOP – это код для оперативной передачи данных приземных гидрометеорологических наблюдений с сети станций гидрометслужбы, расположенных на суше (включая береговые станции). METAR – авиационный метеорологический код для передачи сводок о фактической погоде на аэродроме. Стоит отметить, что в кодах FM 12 SYNOP и METAR соблюдается строгий порядок следования информации. Многолетние метеорологические ряды являются детализированной информацией. При этом соответствующая обработка данных рядов позволит максимально точно описывать поведение природно-климатических показателей на рассматриваемой территории.

При анализе ветроэнергетического потенциала используются данные с ближайшей от рассматриваемого населенного пункта метеорологической станции. При этом анализируются данные за прошедшие 12–14 лет. Зафиксированные значения скорости ветра измеряются на высоте флюгера 10 метров с дискретным шагом 3 часа.

В таблице 3.3 приведены ближайшие метеорологические станции, расстояние до рассматриваемого населенного пункта, количество лет метеонаблюдений и код передачи данных.

Таблица 3.3 – Общие данные о метеорологических станциях

Населенный пункт	Метеостанция	Расстояние, км	Кол-во лет метеонаблюдений	Код передачи данных
с. Верхняя Гутара	Верхняя Гутара	0	13	FM 12 Synop
с. Алыгджер	Хадама	50	14	
с. Хамакар	Ербогачен	67	13	
с. Бур	Ик	63	14	
д. Ключи	Балаганск	59	14	
с. Подволочное	Заярск	114	12	
с. Вершина Тутуры	Тырка	56	13	

На рисунках 3.4–3.9 представлены графики изменения среднемесячных скоростей ветра за последний период для каждого из рассматриваемых населенных пунктов. Численные значения этих величин приведены в Приложении К (таблицы К.1-К.7).

1. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

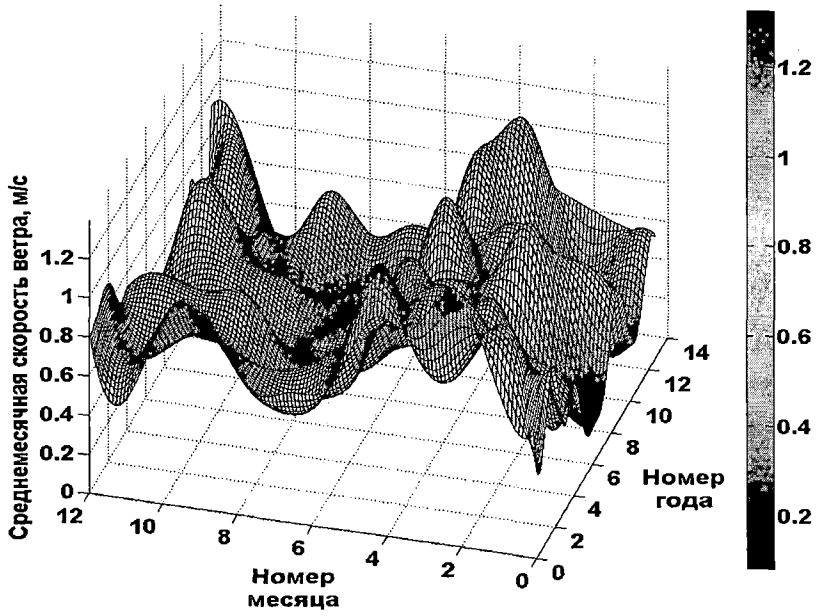


Рисунок 3.4 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Верхняя Гутара

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 1,1 м/с, что является крайне низким показателем ветропотенциала. В осенние и зимние месяцы эти значения составляют не более 1,2 м/с.

2. Алыгджер (Нижнеудинский район)

Среднегодовые значения скорости ветра для условий с. Алыгджер аналогичны условиям с. Верхняя Гутара, также не превышают 1,1 м/с, в зимние месяцы не более 1,2 м/с (график не приводится).

3. Хамакар (Катангский район)

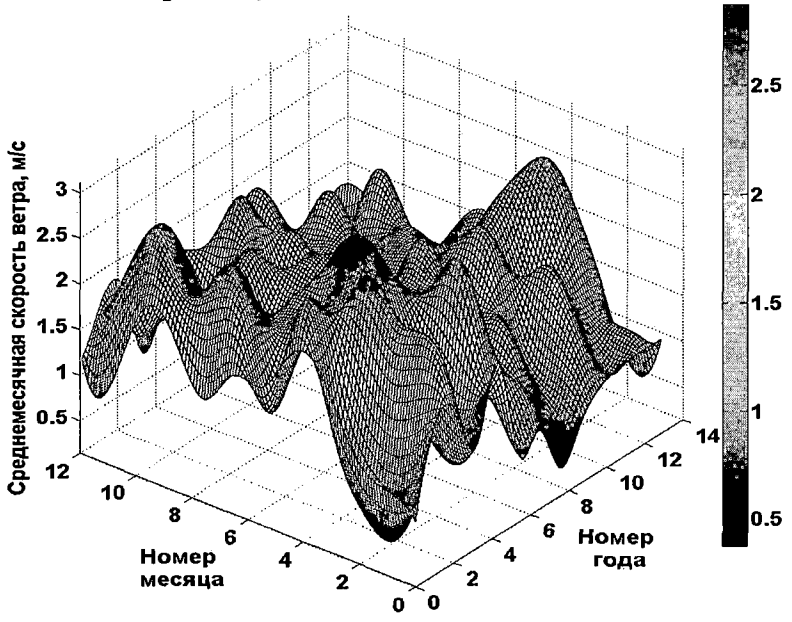


Рисунок 3.5 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Хамакар

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,7 м/с, в осенние и зимние имеют значения не более 2,5 м/с.

4. Бур (Катангский район)

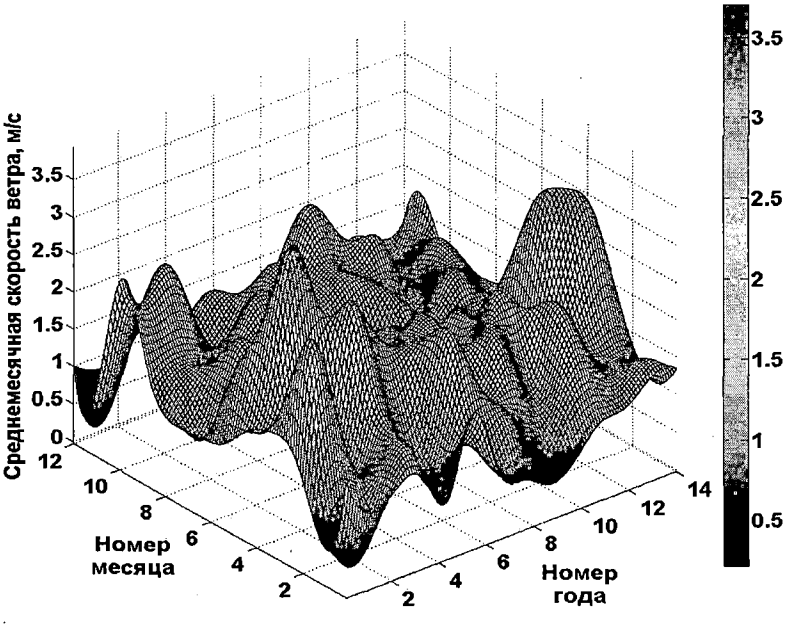


Рисунок 3.6 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Бур

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 1,6–3 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 2 м/с.

5. Ключи (Усть-Удинский район)

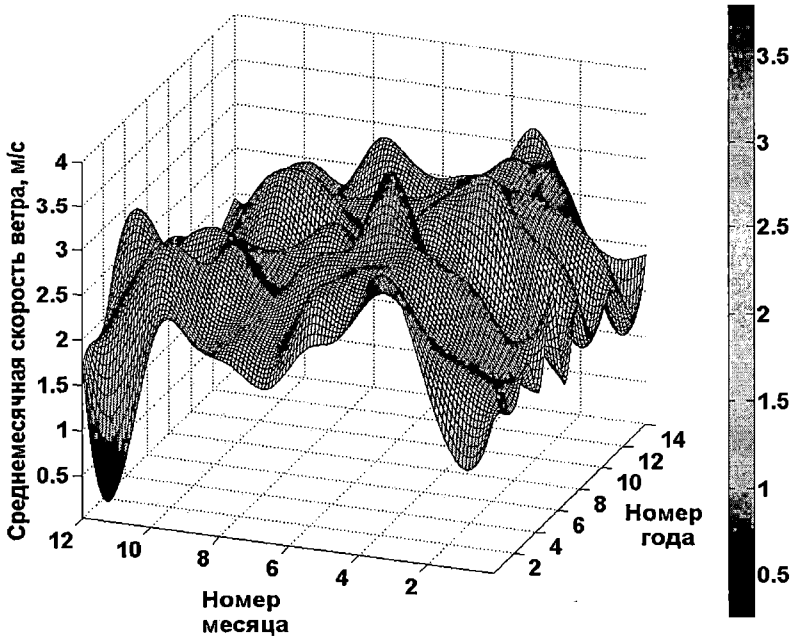


Рисунок 3.7 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для д. Ключи

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,5–2,6 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 2,2 м/с.

6. Подволочное (Усть-Удинский район)

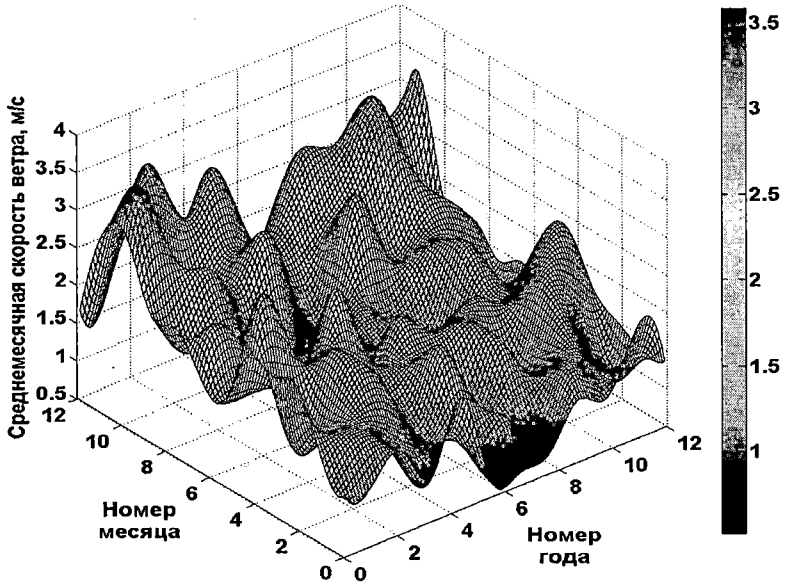


Рисунок 3.8 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Подволочное

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,1 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 1,2 м/с.

7. Вершина Тутуры (Качугский район)

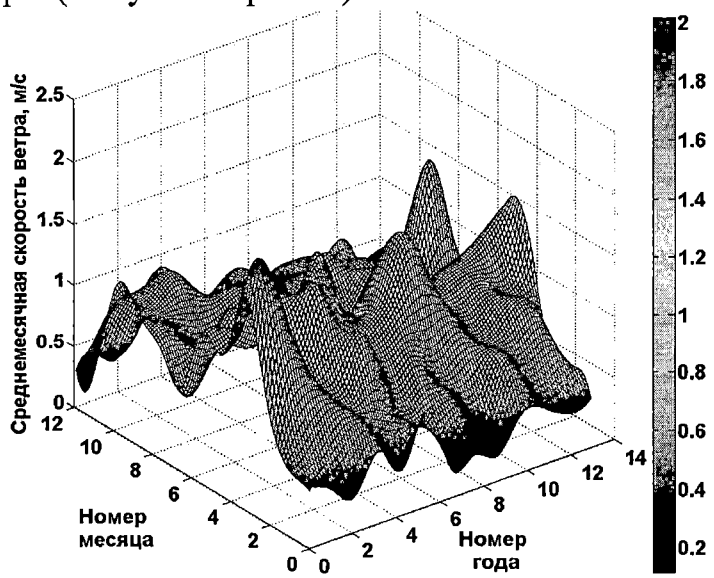


Рисунок 3.9 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Вершина Тутуры

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,1 м/с, в осенние и зимние месяцы среднемесячные значения скорости ветра имеют значения не более 1,2 м/с.

Таким образом, среднемесячные скорости ветра вблизи рассматриваемых населенных пунктов не превышают 3,0 м/с. С учетом пересчета с высоты 10 метров на высоту башни ветрогенераторов небольшой мощности (20–25 м) скорость ветра не превысит 3,8 м/с. Значения скорости ветра за рассматриваемый период 2005–2018 гг. совпадают с данными [9].

Использование ветрогенераторов небольшой мощности с вертикальной осью вращения, адаптированных к низким скоростям ветра, также нецелесообразно так как номинальная мощность данного типа установок находится в диапазоне скоростей ветра от 7 до 9 м/с.

3.3 Солнечные электростанции

3.3.1 Гелиоэнергетические ресурсы

Валовой гелиоэнергетический потенциал области оценивается в 106 млрд т у. т. (таблица 3.4), что составляет 20% от суммарного показателя по Восточной Сибири. Технически возможный гелиопотенциал электро- и тепловой энергии значительно ниже: 83 млн т у. т. и 400 млн т у. т. соответственно.

Таблица 3.4 – Ресурсы солнечной энергии

Потенциал	Величина
Валовой, млрд т у. т.	105,9
Технический электроэнергия, млрд кВт·ч	674,7
Технический тепловая энергия, млрд Гкал	2,9

Источник: [8]

Среднегодовой приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области довольно неравномерен: от 900 кВт·ч/м^2 на севере до 1250 кВт·ч/м^2 на юге области [18]. Продолжительность солнечного сияния также изменяется в широтном направлении: в северных районах чуть менее 1500 ч/год, в южных – более 2000 ч/год (рисунок 3.10).

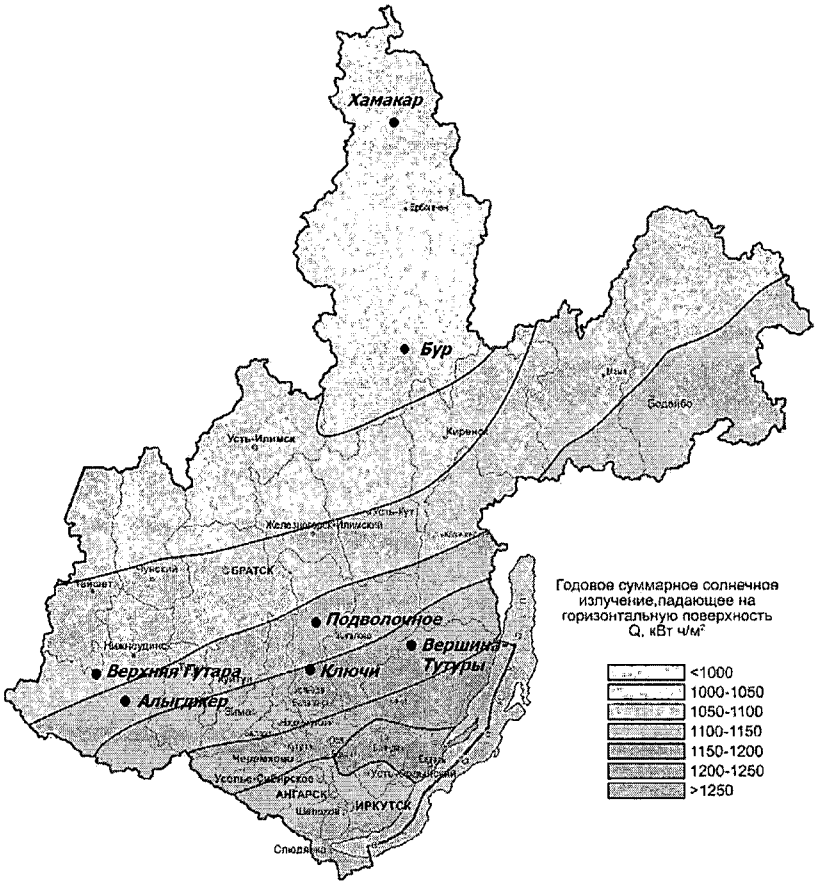


Рисунок 3.10 – Распределение прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области [10]

Базовым параметром оценки характера распределения гелиопотенциала в течение года является приход суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам.

Анализ справочных данных [18] позволяет констатировать следующее:

1) характер распределения параметров гелиопотенциала в течение года имеет ярко выраженный весенне-летний максимум и практически не зависит от широтного местоположения пунктов, расположенных как в северных районах области (п. Ербогачен, п. Мамакан, г. Киренск), так и в южных (г. Тулун, п. Хомутово, г. Иркутск), а также в котловине оз. Байкал (п. Хужир) (рисунок 3.11);

2) максимальные значения базового параметра по имеющимся данным для территории области, несмотря на достаточно значительную ее

протяженность в широтном направлении, изменяются в небольшом диапазоне – от 155 до 190 кВт·ч/м^2 в месяц;

3) наилучшие условия для использования гелиопотенциала наблюдаются в акватории оз. Байкал, в частности, наибольшие значения, как в летний период, так и в зимний зафиксированы в п. Хужир (о. Ольхон).

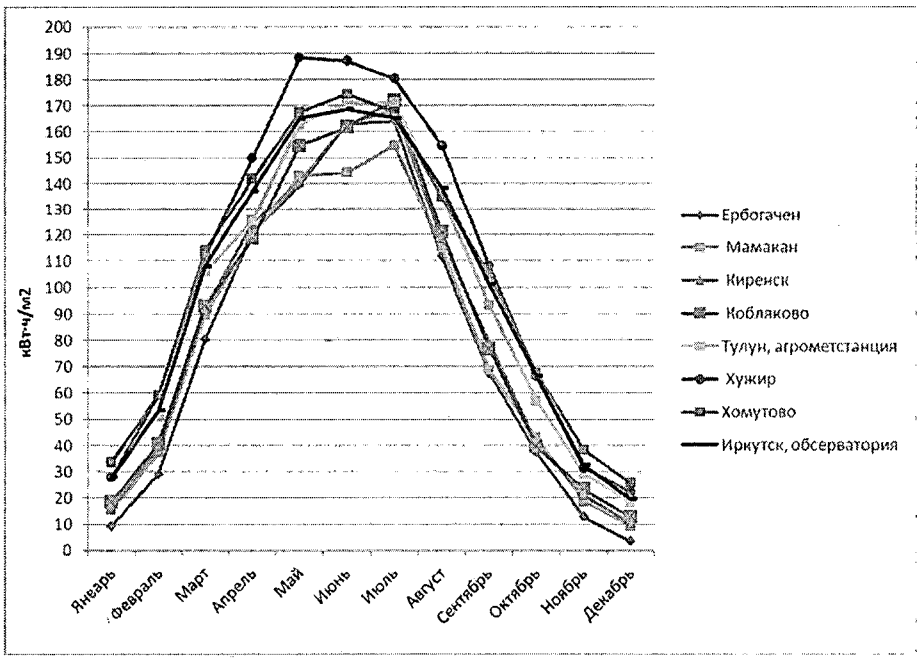


Рисунок 3.11 – Распределение в течение года гелиоэнергетического потенциала

Относительно высокая плотность солнечного излучения создает предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье оз. Байкал и о. Ольхон. Однако опыт эксплуатации СЭС в Республике Саха (Якутия) показывает, что и в северных районах строительство солнечных электростанций для электроснабжения децентрализованных потребителей экономически оправдано. В настоящее время в республике эксплуатируется 21 солнечная электростанция суммарной мощностью 1616 кВт. Часть из них расположена за Полярным кругом, одна из которых Батагайская СЭС мощностью 1 МВт функционирует с 2015 г. Срок окупаемости большинства станций не превышает 10 лет независимо от места размещения. Это обуславливается высокой стоимостью топлива и значительными объемами субсидий, выделяемых на функционирование ДЭС, у наиболее удаленных и труднодоступных потребителей.

Результаты функционирования СЭС в д. Нерха (Нижнеудинский район) показали эффективность ее работы, выраженную в возможности экономии дизельного топлива в объеме 40% в год (см. раздел 1.3.2), что приводит к соответствующему сокращению субсидий.

Повышенному интересу к строительству солнечных электростанций в последние годы способствует значительное (в 3–4 раза) снижение цен на их оборудование.

3.3.2 Анализ актинометрического потенциала для рассматриваемых населенных пунктов

Поступающая на поверхность Земли солнечная радиация непостоянна и зависит от множества неизменяющихся и переменных параметров.

К неизменяющимся из года в год параметрам относятся: географические координаты и часовой пояс местности, количество дней расчетного периода, время восхода, зенита и заката Солнца, продолжительность дня и т.д.

К переменным параметрам относятся следующие показатели: облачность, состав облаков, альбедо облаков и альбедо поверхности Земли, атмосферная масса с учетом изменяющегося давления и температуры воздуха, изменение толщины вертикального столба озонового слоя, изменение спектрального состава области видимого света, наличие в облаках водяного пара, аэрозолей и т.д.

При расчете солнечной радиации для каждого дня определяется время восхода, зенита и заката Солнца исходя из географических координат местности и часового пояса.

После того как определены временные интервалы, в рамках которых местный часовой угол Солнца больше нуля, производится расчет прямой, рассеянной и суммарной солнечной радиации с учётом фактической облачности на горизонтальную поверхность.

На рисунках 3.12–3.18 для каждого из рассматриваемых населенных пунктов представлены графики изменения расчетных значений среднемесячного суммарного прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность за период 2005–2018 гг. Численные значения этих величин приведены в Приложении К (таблицы К.8-К.14).

1. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

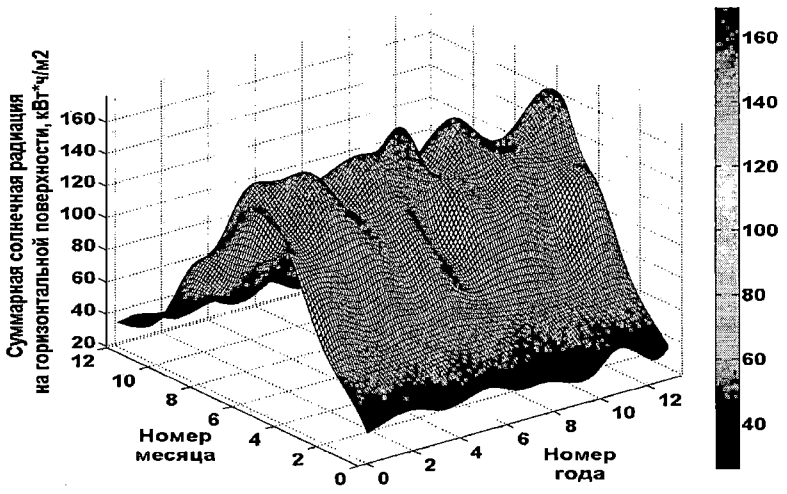


Рисунок 3.12 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Верхняя Гутара

2. Алыгджер (Нижнеудинский район)

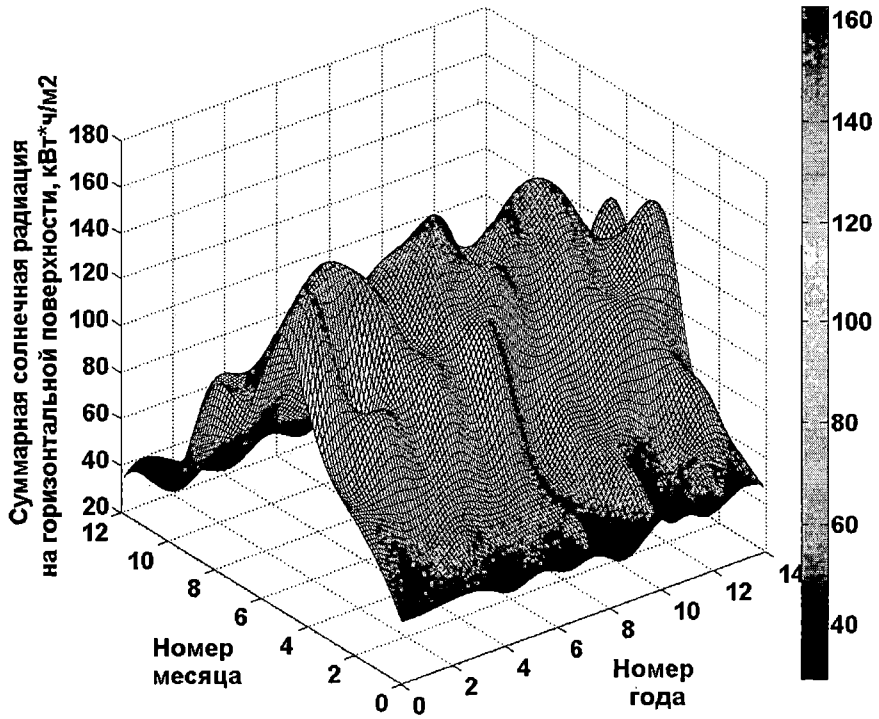


Рисунок 3.13 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Алыгджер

3. Хамакар (Катангский район)

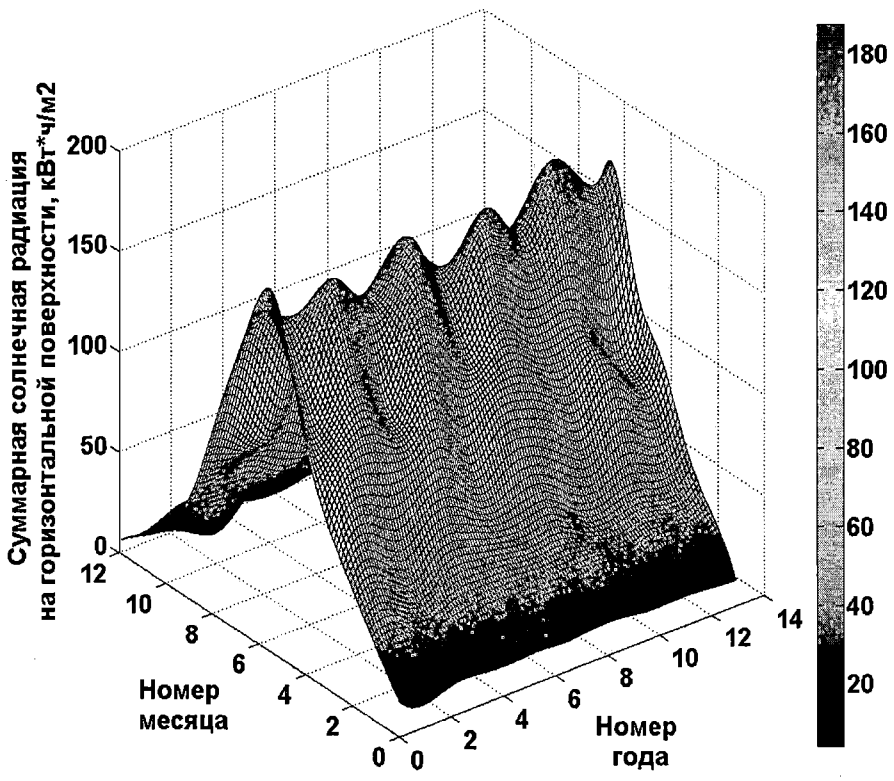


Рисунок 3.14 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Хамакар

4. Бур (Катангский район)

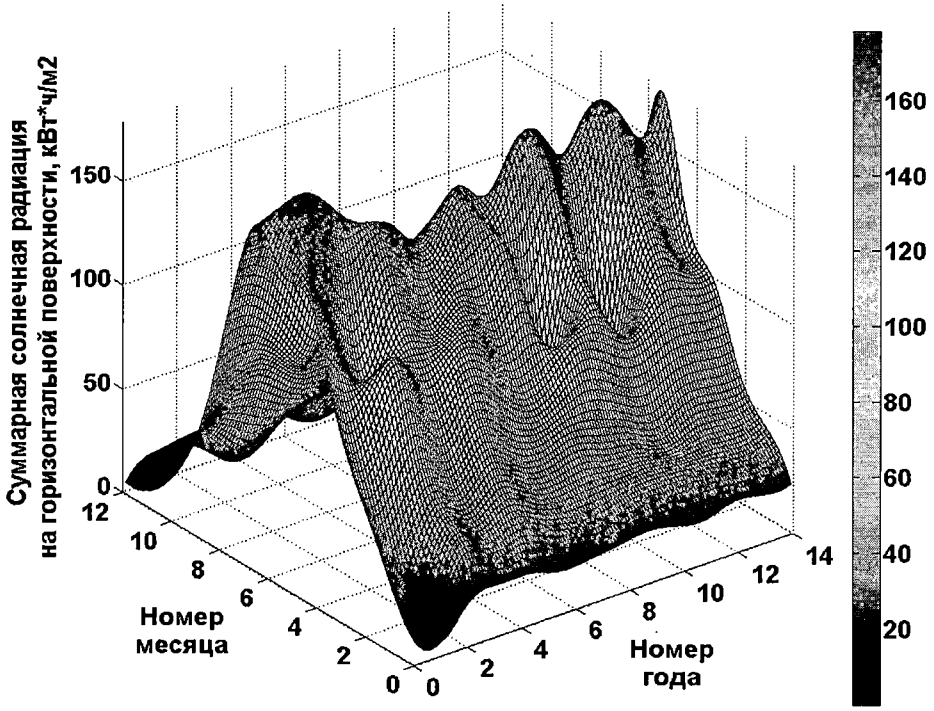


Рисунок 3.15 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Бур

5. Ключи (Усть-Удинский район)

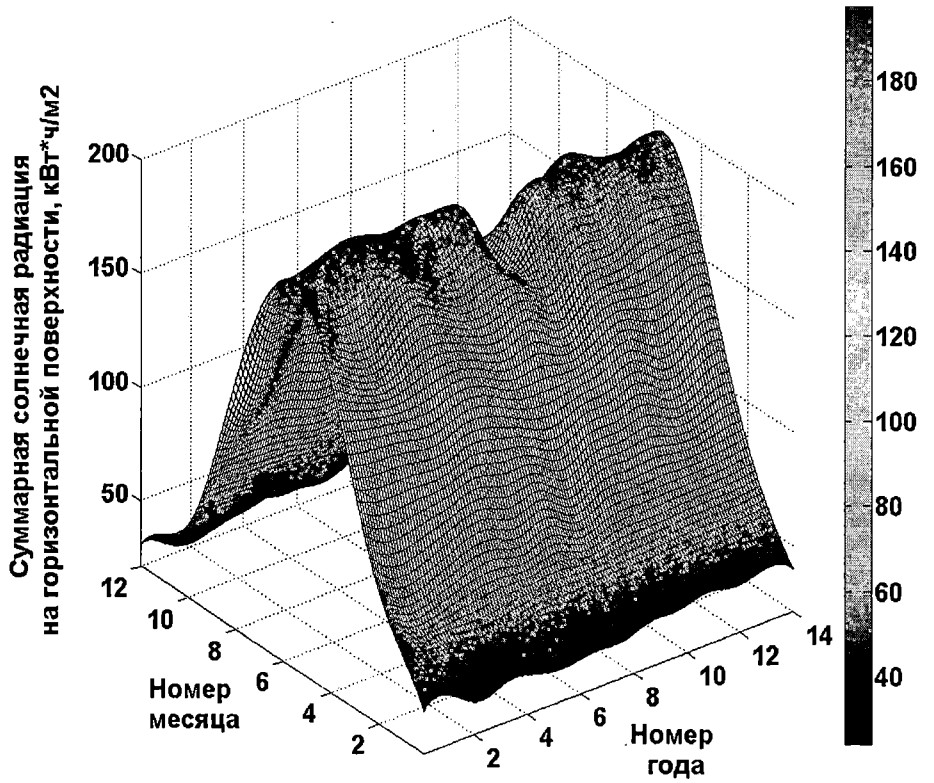


Рисунок 3.16 – График изменения суммарной солнечная радиация в д. Ключи

6. Подволочное (Усть-Удинский район)

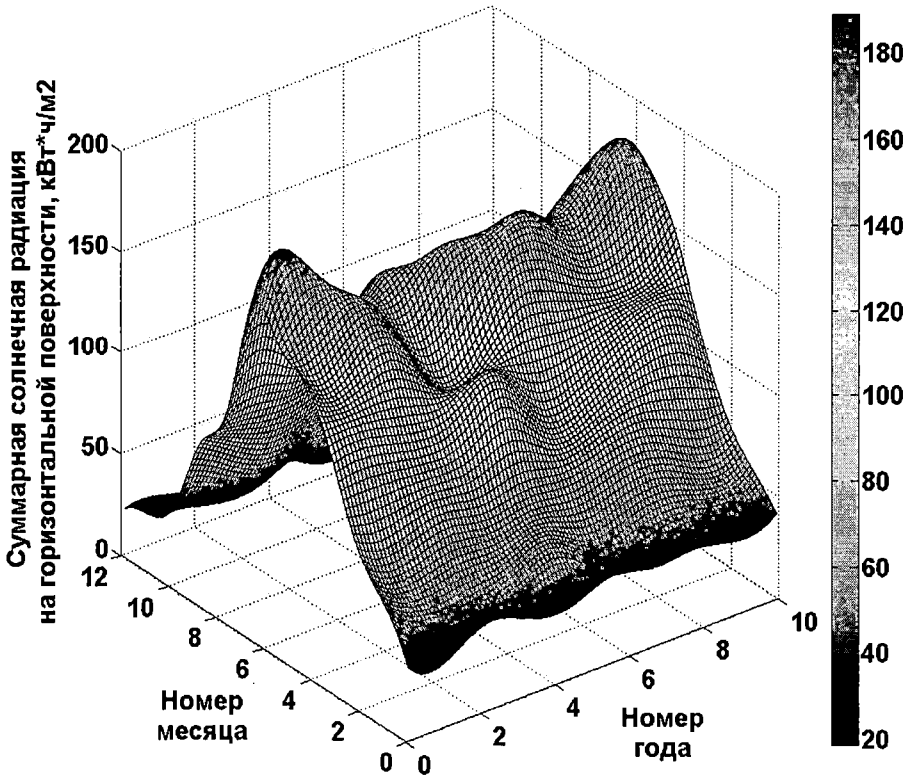


Рисунок 3.17 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Подволочное

7. Вершина Тутуры (Качугский район)

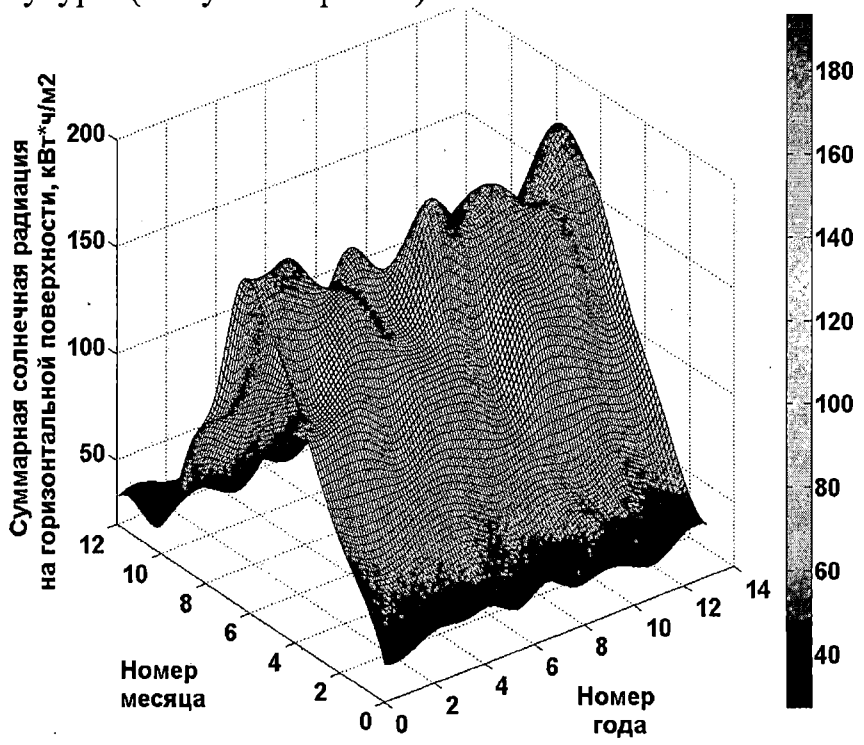


Рисунок 3.18 – График изменения суммарно солнечная радиация в с. Вершина Тутуры

Таким образом, полученные расчетные значения суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность в рассмотренных населенных пунктах в целом характеризуют приемлемый уровень актинометрического потенциала: среднегодовые значения находится в диапазоне от 850 до 1150 кВт·ч/м^2 в год. Минимальные значения наблюдаются в Катангском районе, что согласуется с данными [18].

3.4 Малые гидроэлектростанции

3.4.1 Ресурсы малых водотоков

Территория Иркутской области обладает достаточно интенсивной сетью крупных и мелких водотоков (рисунок 3.19).

Валовой потенциал малых водотоков области оценивается в 130–150, технический – 37–45 млрд кВт·ч. Величина как валового, так и технического потенциала в зоне децентрализованного электроснабжения составляет порядка 20% от суммарного значения (таблица 3.5).

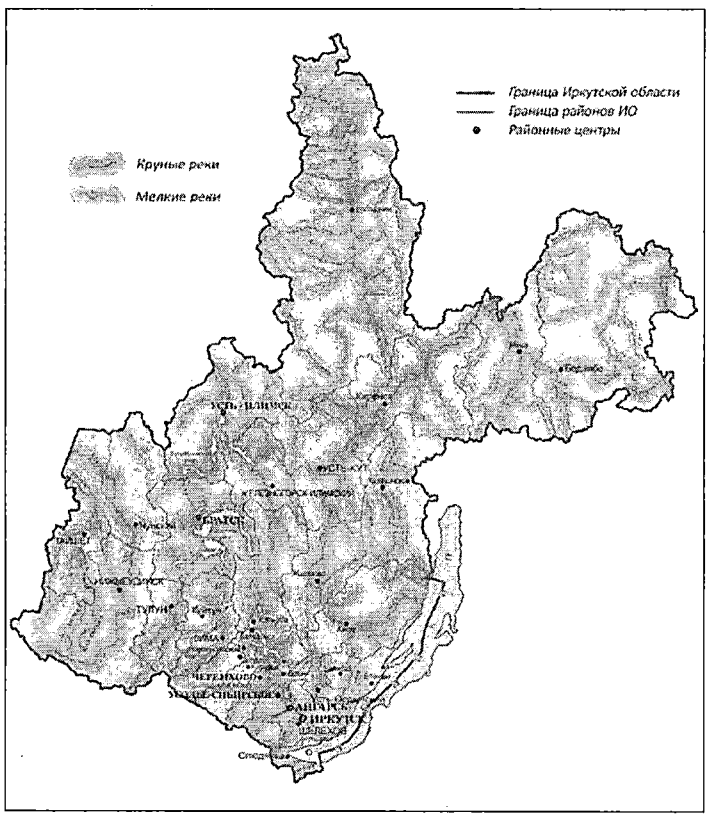


Рисунок 3.19 – Сеть водотоков на территории области

Таблица 3.5 – Потенциал малой гидроэнергетики Иркутской области

Показатель	млн т у. т.		млрд кВт·ч	
	мин.	макс.	мин.	макс.
Валовой потенциал				
Всего по области	43,5	49,7	128,0	146,3
в том числе: в зоне ОЭС	34,8	39,4	102,5	115,9

в зоне децентрализованного энергоснабжения	8,7	10,3	25,5	30,4
Технический потенциал				
Всего по области	12,7	15,2	37,3	44,7
в том числе: в зоне ОЭС	10,2	12,1	30,0	35,4
в зоне децентрализованного энергоснабжения	2,5	3,11	7,3	9,3

Источник: [16]

Большинство населенных пунктов расположены на берегах малых водотоков, при этом часть из них находится в зоне централизованного электроснабжения.

Для большинства районов области, относящихся к восточной части бассейна р. Енисей, западной и южной частям бассейна р. Лена, характерна повышенная плотность стока поверхностных вод при весьма густой сети водотоков разной мощности, в том числе относительно коротких рек с высокой скоростью течения. Это объясняется преобладанием горного рельефа, для которого свойственны большие уклоны речных долин. Исключения составляют реки Катангского района, которые характеризуются малым уклоном русла (0,4–0,7 %), но довольно многоводны. Скорость течения рек в этом районе незначительная – от 0,2 м/с в зимний период до 0,5 м/с летом.

В силу климатических особенностей территории области с резко континентальным климатом, низкими зимними температурами, наличием паводков важнейшим фактором для ресурсов малых водотоков является внутригодовое распределение стока. Для оценки характера распределения потенциала водотоков в течение года за базовый параметр принят среднемесячный расход воды.

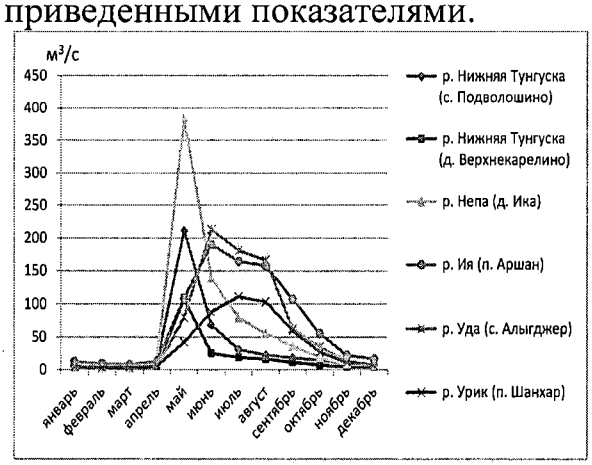
Рассмотрено распределение среднемесячных расходов воды в течение года для малых и средних рек бассейнов Ангары и Енисея в пределах Иркутской области, а также бассейна оз. Байкал.

С целью наглядности сопоставления результатов и, исходя из величины расхода воды, реки объединены в три группы: относительно крупные со среднегодовым стоком 20–60 $м^3/с$ и выше, средние (3–20 $м^3/с$) и малые (до 3 $м^3/с$).

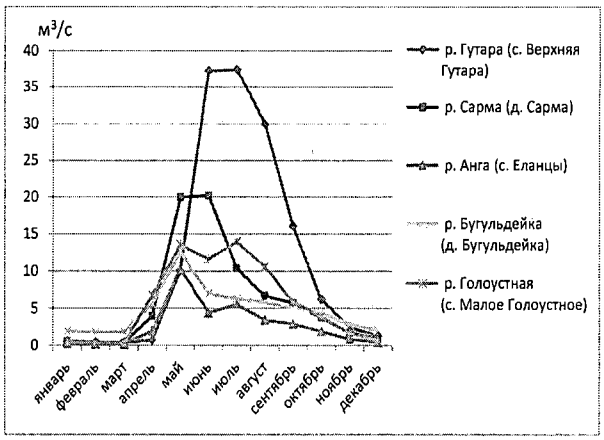
Анализ справочных данных [19]–[21] показал, что практически для всех небольших рек области присущи высокие амплитуды колебаний стока, причем кроме весеннего паводка достаточно часто бывают летние и осенние повышения стока, вызываемые не только дождями, но и усилением таяния снегов при дожде в истоках рек. Независимо от величины расхода воды в годовом распределении наблюдается два характерных максимума: ярко выраженный максимум в мае месяце с последующим резким падением расхода (реки Нижняя Тунгуска, Непа, Анга) и более сглаженный летне-осенний максимум – с мая по октябрь (реки Ия, Уда, Голоустная и др.). На рисунке 3.20 представлено распределение в течение года среднемесячных расходов воды.

В зимний период и в начале весны (с ноября по апрель) расход воды снижается в десятки и сотни раз вплоть до полного перемерзания рек, особенно в северных районах. Такое распределение потенциала не совпадает с графиком потребления электроэнергии децентрализованными потребителями, что затрудняет его наиболее полное использование.

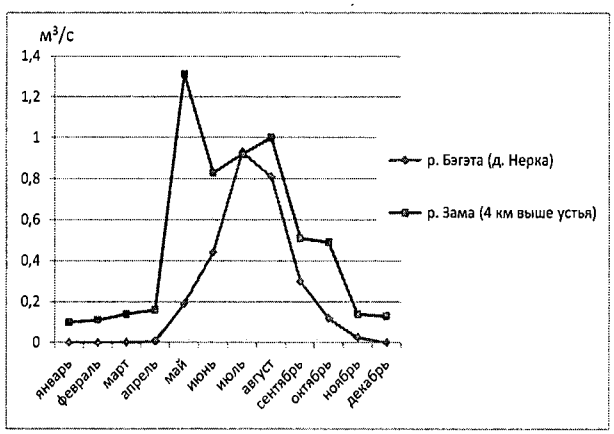
Следует отметить, что анализ стока рек проведен по справочным данным, опубликованным в 1985–1986 гг., поэтому в связи маловодьем последнего периода возможно снижение стоков рек по сравнению с приведенными показателями.



а) относительно крупные реки



б) средние реки



в) малые реки

Рисунок 3.20 – Распределение в течение года среднемесячных расходов воды

Несмотря на обилие водотоков и значительный суммарный потенциал гидроэнергетических ресурсов, резко выраженная сезонная неравномерность накладывает существенные ограничения на получение стабильной выработки электроэнергии МГЭС без концентрации напора. Учитывая капиталоемкость ВИЭ, в том числе и МГЭС, этот тип возобновляемых источников энергии, несмотря на имеющиеся проработки, в современных ценовых условиях не находит широкого применения.

3.4.2 Ретроспективные исследования по применению МГЭС

Децентрализованные потребители области в большинстве являются мелкими населенными пунктами с малым числом жителей и небольшими нагрузками (см. разделы 1.1.1 и 1.2.2). Для таких потребителей, следует ориентироваться на бесплотинные (деривационные и русловые), использующих динамический напор течения в русле, менее капиталоемкие станции. Малые ГЭС (МГЭС) такого типа имеют небольшие объемы строительно-монтажных работ, не приводят к затоплению территории и оказывают минимальное воздействие на окружающую среду.

В ранее выполненных ИСЭМ СО РАН по заказу Администрации Иркутской области работах [22]–[25] по обоснованию целесообразности использования МГЭС для децентрализованных потребителей области, проанализированы наиболее перспективные места их размещения в Усть-Кутском, Катангском и Нижнеудинском (Тофалария) районах. Учитывая большое сезонное колебание стоков малых рек, МГЭС рассматриваются в качестве дополнительного источника электроснабжения с целью вытеснения части дальнепривозного дизельного топлива. Основным источником электроснабжения поселков остаются имеющиеся дизельные электростанции.

В Усть-Кутском районе рассматривались возможные створы МГЭС для с. Орлинга, с. Тарасово (в настоящее время нежилое), с. Боярск, с. Омолой и д. Таюра, труднодоступных в транспортном отношении, находящихся на расстоянии 60–80 км от точек возможного подключения к энергосистеме. Для вариантов электроснабжения от МГЭС были оценены возможности водотоков (притоков р. Лена) вблизи этих населенных пунктов. В рамках выполнения Региональной программы [24] проектировщиками ЗАО «Гидроэнергопром» на основе рекогносцировочных обследований сделано заключение, что на рассмотренных водотоках могут использоваться МГЭС на естественном стоке с деривационными схемами создания напора, и оценены предварительные мощности станций (таблица 3.6) [26].

Таблица 3.6 – Перечень створов для сооружения МГЭС в Усть-Кутском районе

Населенный пункт	Водоток	Расстояние от устья, км	Предполагаемая мощность МГЭС, кВт
п. Орлинга	р. Орлинга	3	100
с. Боярск	р. Ига	3,5	66
с. Омолой	р. Нора	1,5	66
д. Таюра	ручей Вознесенский ключ	-	33
с. Тарасово	р. Верхняя Кытыма	2,5	12

По результатам расчетов в ценах периода 1998–2000 гг. в д. Таюра и с. Тарасово схемы электроснабжения с применением МГЭС являются неэффективными в силу высокой капиталоемкости, обусловленной

большими затратами на сооружение перехода ВЛ через р. Лену. Строительство МГЭС для электроснабжения с. Омолой экономически неэффективно вследствие ограниченности гидроресурсов р. Нора и незначительной доли вытеснения дизельного топлива.

В схемах электроснабжения с применением МГЭС для населенных пунктов Орлинга и Боярск величина ежегодных дотаций на выравнивание тарифов в ценовых условиях того периода значительно ниже, чем при существующих ДЭС. Окупаемость проектов строительства МГЭС обеспечивается за счет снижения кумулятивных бюджетных дотаций.

В Катангском районе были рекомендованы к дальнейшей проработке и обоснованию проекты сооружения МГЭС на притоках р. Нижней Тунгуски [23, 25]. По результатам исследований в качестве потенциальных были рекомендованы проекты сооружения МГЭС без концентрации напора – погружных, наплавных или подвесных гирляндных, работающих при небольших скоростях течения реки, для электроснабжения мелких населенных пунктов, прежде всего сс. Токма, Бур, Ика, Оськино, Тетея, учитывая их удаленность и труднодоступность. В материалах Дирекции по проектированию филиал ООО «РУС-Инжиниринг» [27] по анализу возможности строительства мини-ГЭС на реках Иркутской области намечено несколько створов для размещения МГЭС с целью вытеснения дальнепривозного дизельного топлива дополнительно к ДЭС в пп. Ербогачен и Преображенка.

В Нижнеудинском районе (Тофалария) рассмотрено строительство МГЭС деривационного типа для сел Алыгджер (100 кВт) и Верхняя Гутара (130 кВт) [22, 24, 27].

Кроме того, радом организаций выполнялись предварительные проработки проектов сооружения МГЭС для энергоснабжения с. Ермаки Казачинско-Ленского района и с. Октябрьский Усольского района [27] в сравнении с вариантом централизованного электроснабжения от энергосистемы. В работе ЗАО «Гидроэнергопром» [26] указывались в качестве потенциальных мест размещения МГЭС с. Визирный Киренского района и с. Вершина Тутуры Качугского района.

В различные годы ЗАО «Гидроэнергопром» были разработаны рабочие проекты и оценена эффективность инвестиций в МГЭС мощностью 800 кВт руслового типа на р. Киренга для с. Карам Казачинско-Ленского района [28]–[30].

Интерес к строительству МГЭС для электроснабжения децентрализованных потребителей в тот период объясняется относительно невысокими, учитывая отсутствие сооружения плотин, по сравнению с другими типами ВИЭ капитальными затратами. Для сравнения: цены на оборудование для солнечных электростанций были в 3–5 раза выше, чем для МГЭС.

Следует отметить, что ЗАО «Гидроэнергопром» были выполнены обоснования использования более крупных плотинных ГЭС для выдачи

электроэнергии в иркутскую энергосистему, створы которых расположены в предгорьях Восточных Саян.

Разработано обоснование инвестиций в строительство каскада из трех ГЭС на р. Иркут [31]. Суммарная мощность каскада составила 188 МВт, створы удалены от линий электропередачи и от автодорог на 6–11 км.

В предпроектных проработках строительства ГЭС на левобережных притоках р. Ангары (реки Китой, Белая, Ока, Ия) [32] выявлена техническая возможность строительства 8 ГЭС общей мощностью 397 МВт. В работе рекомендовано строительство семи перспективных ГЭС суммарной мощностью 360 МВт. При этом указано, что створы удалены от линий электропередачи на 65–100 км, к ним отсутствуют подъездные автодороги и для выдачи электроэнергии необходимо строительство 491 км ВЛ 220 кВ и более 100 км подъездных путей. Недостаточная проработанность проектных и технических решений сооружения ГЭС на притоках р. Ангары не позволило сделать однозначный вывод об экономической целесообразности их строительства. Однако дальнейшее рассмотрение этих проектов может быть обосновано, прежде всего, повышением надежности электроснабжения в районах размещения ГЭС (возможно значительно меньшей мощности), учитывая, что створы расположены недалеко от концевых потребителей распределительных сетей.

Существенным преимуществом этих проектов является возможность их реализации по механизмам договоров предоставления мощности (ДПМ), поскольку в перечень проектов ДПМ могут быть включены только проекты сооружения ВИЭ мощностью более 5 МВт. Механизмы ДПМ являются в значительной степени поддержкой развития генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии.

На современном уровне для оценки эффективности сооружения МГЭС для электроснабжения децентрализованных потребителей необходимо актуализировать не только ценовые показатели, но и рекогносцировочные обследования для уточнения гидрологических характеристик водотоков (годовой сток, внутригодовое распределение стока и т. д.), мощности МГЭС и объема строительно-монтажных работ. Результаты проведенных ранее исследований можно рассматривать в качестве предпосылок для проведения дальнейших разработок с привлечение проектных организаций соответствующего профиля.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С ОЦЕНКОЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

При обосновании подключения к энергосистеме населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением выполнен анализ инвестиционных программ сетевых компаний на территории области и проведена оценка сравнительной эффективности альтернативных вариантов

электроснабжения для с. Алыгджер, поскольку для этого населенного пункта, кроме перехода на централизованное электроснабжение, в качестве альтернативного рассматривался вариант сооружения солнечной электростанции в дополнение к существующей ДЭС (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Оценка сравнительной эффективности подключения к энергосистеме
с. Алыгджер

Показатели	Единицы измерения	Вариант		
		ДЭС + СЭС		Подключение к энергосистеме
График электроснабжения		существующее	круглосуточное	круглосуточное
Экономия топлива	т/год	104,1	79,2	305
Цена топлива	тыс. руб./т	57,4	57,4	57,4
Экономия топлива	млн руб./год	6,0	4,5	17,5
Экономия условно-постоянных затрат	млн руб./год	-	-	2,5
Итого экономия затрат	млн руб./год	6,0	4,5	20,0
Капиталовложения	млн руб.	53,5	53,5	397,0*
Простой срок окупаемости	лет	8,9	11,9	19,9

Примечание – оценочно по материалам ТЭО строительства ПС 220/10 ЗАО «Электросетьпроект» (Приложение Е).

Вариант централизованного электроснабжения с. Алыгджер имеет значительно больший срок окупаемости по сравнению с вариантом сооружения солнечной электростанции вследствие капиталоемкости, но он позволяет организовать круглосуточное электроснабжение населенного пункта и полностью отказаться от завоза топлива, тем самым исключив бюджетные субсидии. С этой точки зрения он является более привлекательным

В результате выполненных исследований на период 2020–2024 гг. рекомендован перевод на централизованное электроснабжение шести населенных пунктов области, для которых вопрос подключения к энергосистеме находится на разных стадиях рассмотрения (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Населенные пункты, рекомендуемые к подключению к централизованному электроснабжению в период 2020-2024 гг.

Населенный пункт	Район	Численность населения, чел. На 01.01.2018	Центр питания	Территориальная сетевая организация	Необходимая инфраструктура	Необходимые капиталовложения, млн. рублей	Субсидия из областного бюджета, млн. рублей	Срок окупаемости
с. Подволошино	Катангский	357	ПС НПС-8	Облкоммунэнерго	ВЛ-10 кВ – 17,5 км КЛ-10 кВ – 0,4 км (основная, резервная нитка)			
п. Октябрьский	Усольский	185	Подключение отпайки 10 кВ Новожилкино – Целоты в п. Раздолье	ИЭСК	Новое строительствоВЛ-10 кВ – 23 км, КТП-160-10/0,4 – шк	66,69*	7,9	8,4
п. Манинск		9						
с. Усть-Киренга	Киренский	57	к ПС 110 кВ Макарово	ИЭСК	Строительство ПС 110/10 «Макарово», новое строительство ВЛ-10 кВ – 30 км, КТПН-400-10/0,4кВ – 2 шт.	108*	6,6	16,4
д. Пашня		12						
с. Алыгджер	Нижне-	529	к ВЛ 220 кВ	ИЭСК	Новое	397**	-	

	удинский		Тулун-Туманная		строительство ПС-220/10 «Алыгджер», ВЛ-10 кВ – 15 км			
ИТОГО								

Источник: *согласно проекту инвестпрограммы ОаАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. [37], ** оценочно по ТЭО строительства ПС 220/10 кВ (Приложение Е)

Перевод на централизованное электроснабжение с Подволошино Катангского района предусмотрен инвестпрограммой ОГУЭП «Облкоммунэнерго» за счет строительства ВЛ 10 кВ от НПС-8 ВСТО протяженностью 17,5 км. В настоящее время выполнено строительство участка 10 кВ протяженностью 17,2 км. На 2019 г. запланировано строительство оставшегося участка ВЛ 10 кВ (0,3 км) и прокладка кабельной линии 10 кВ по территории НПС-8 (Приложение Е). Целесообразность подключения к энергосистеме п. Мото-Бодары Черемховского района за счет строительства ВЛ 10 кВ протяженностью 25 км от ПС 35/10 кВ «Тальники» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» не согласовало в связи с высокими финансовыми вложениями.

Для электроснабжения п. Октябрьский и п. Манинск Усольского района в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 гг., размещенной на сайте Минэнерго РФ [37], предусмотрено строительство электрической сети 10/0,4кВ протяженностью 23 км от ВЛ 10 кВ Новожилкино – Целоты. Срок строительства 2019–2022 гг.

Для электроснабжения с. Усть-Киренга и д. Пашня Киренского района в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. предусмотрено строительство ПС 110/10 кВ Макарово и ВЛ 10 кВ протяженностью 30 км. Срок строительства 2020–2022 гг.

Подключение к централизованному электроснабжению с. Карам Казачинско-Ленского района, п. Озерный Братского района, д. Ключи и с. Аносово Усть-Удинского района, п. Аршан Тулунского района, п. Мото-Бодары Черемховского района, рекомендованных по результатам предварительного исследования для рассмотрения этого варианта электроснабжения, в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. не предусмотрено. Как уже отмечалось выше, включение в инвестиционную программу субъектов электроэнергетики мероприятий по обеспечению централизованного электроснабжения возможно только при подаче заявки на техприсоединение к ЕЭС России и наличии соответствующих утвержденных техусловий на ТП.

Перевод на централизованное электроснабжение с. Алыгджер Нижнеудинского района рассматривается в рамках проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная и предполагает строительство ПС 220/10 кВ Алыгджер и ВЛ 10 кВ протяженностью 7–12 км (Приложение Е). Планируемый срок строительства ВЛ 220 кВ 2020-2022 гг.

Предварительными расчетами доказана эффективность варианта сооружения солнечной электростанции в с. Алыгджер по сравнению с переводом на централизованное электроснабжение (см. таблицу 4.1). Окончательное решение о перспективном варианте электроснабжения с. Алыгджер возможно принять после более детальных исследований по завершении проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная, ПС 220/10 кВ и отпайки ВЛ 10 кВ.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ С ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ С ОЦЕНКОЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

Для технико-экономического обоснования применения возобновляемых источников энергии, в частности солнечных электростанций, проведены расчеты с использованием модельного аппарата, разработанного в ИСЭМ СО РАН.

Исходными данными являются природно-климатические показатели, технические характеристики оборудования и нагрузочные характеристики потребителей.

К природно-климатическим показателям относятся: суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность и температура воздуха.

Суммарная солнечная радиация пересчитывается на наклонную поверхность солнечных панелей в зависимости от широты местности конкретного пункта. При этом учитывается изменение угла наклона панелей в середине марта на летний период и в начале октября на зимний период.

К техническим характеристикам относятся паспортные данные используемого оборудования и эксплуатационно-технические ограничения.

Комплекс генерации представлен традиционной схемой компоновки и включает в себя: фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), сетевые инверторы (СИН), батарейные инверторы (БИН), дизель-генераторы (ДГ), аккумуляторные батареи (АБ).

На рисунке 5.1 приведена упрощенная схема комплекса генерации.

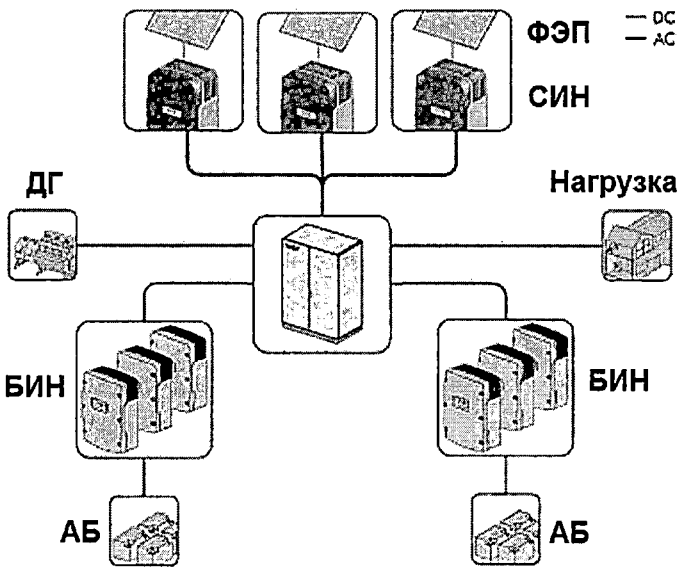


Рисунок 5.1 – Упрощенная схема комплекса генерации.

В расчетах приняты монокристаллические солнечные панели, имеющие более высокий КПД, аккумуляторные батареи - свинцово-кислотные панцирного типа (OPzS + система циркуляции электролита) российского производства.

Паспортные данные используемого при моделировании оборудования приведены в таблицах 5.1–5.4.

Таблица 5.1 – Паспортные данные монокристаллических солнечных панелей [33]

Показатель	Единица измерения	Значение
Установленная мощность	кВт	0,250
КПД	%	16
Площадь	$м^2$	1,63
Напряжение XX	В	37,35
Напряжение MPPT	В	31,65
Ток КЗ	А	8,45
Ток MPPT	А	7,9
Температура эксплуатации	°С	-40 +85
Температурный коэффициент для *P*	о.е./ °С	0,005
Температурный коэффициент для *I*	о.е./ °С	0,0038

Таблица 5.2 – Паспортные данные сетевых инверторов [34]

Показатель	Единица измерения	Значение
Уст. мощность	кВт	10-25
КПД	%	90 - 95
Напряжение входное max	В	1000
Напряжение входное min	В	190
Напряжение MPPT	В	320 - 800
Напряжение оптимальное	В	600
Ток входной max (на 1 ввод)	А	11
Ток выходной max (на 1 фазу)	А	29
Температура эксплуатации	°С	-25 +60

Таблица 5.3 – Паспортные данные панцирных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей [35]

Показатель	Единица измерения	Тип АБ
		OPzS
Номинальное напряжение	В	2
Ёмкость (C10)	А·ч	2952
Вес	кг	213
Кол-во циклов (DOD 30%)	число	4500
Кол-во циклов (DOD 50%)	число	2800
Кол-во циклов (DOD 80%)	число	1200
Предельный срок эксплуатации	лет	20

Таблица 5.4 – Паспортные данные батарейного инвертора [36]

Показатель	Единица измерения	Значение
Уст. мощность	кВт	45-60
Напряжение АБ	В	48
КПД	%	90-95
Темп. экспутации	°С	-25 +50
Вес	кг	183

Алгоритм работы данного комплекса генерации включает в себя следующие положения:

– Если генерации от возобновляемых источников энергии достаточно, то необходимое количество энергии идет напрямую потребителю, а излишняя энергия аккумулируется.

– Если энергии от возобновляемых источников недостаточно для прямого снабжения потребителя, то необходимое количество восполняется от аккумуляторных батарей.

– Если аккумуляторная батарея разряжается до порогового значения (20–30% от установленной емкости), то подается сигнал на включение дизель-генератора. При этом дизель-генератор включается на мощность, покрывающую недостаток нагрузки потребителя и максимальное значение для зарядки аккумуляторных батарей.

Математическое моделирование комплекса генерации позволяет определить режимные и технико-экономические показатели состава оборудования.

При этом выполняются следующие условия:

– Моделирование происходит по природно-климатическим данным рассматриваемых локаций.

– При моделировании комплекса генерации используются паспортные данные оборудования и технические ограничения.

– При моделировании режимов работы солнечных батарей учитываются: изменение КПД, рабочей температуры, выходных напряжения и токов, активной мощности.

– Моделирование выполняется на весь период метеорологических наблюдений с определением режимов работы как отдельных элементов генерации, преобразования, передачи и аккумулирования энергии, так и всей децентрализованной системы.

– После сквозных расчетов на всю глубину периода метеорологических наблюдений полученные параметры усредняются и приводятся к одному году. В то же время работоспособность системы автоматически анализируется относительно каждого часа расчетного периода.

– Если рассматриваемый состав оборудования не отвечает требованиям, характеризующим нормальные режимы работы комплекса генерации, то такой состав оборудования исключается из дальнейших исследований.

При работе в системе комплекса дизель-генераторы включаются на постоянную нагрузку (как показывает практика, близкую к номинальной), что улучшает показатели их функционирования, в связи с чем удельный расход дизельного топлива в расчетах снижен до 225 г/кВт·ч. Такое допущение не завышает экономические оценки применения СЭС.

В расчетах учитывались потери при трансформации электроэнергии во всех элементах оборудования.

Экономическая эффективность применения солнечных электростанций определялась исходя из снижения годового расхода дизельного топлива за счет выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями. Цена дизельного топлива принята по данным муниципальных образований (Приложение Б) на 2018 г. с учетом доставки до потребителя.

Рассматривались два варианта электроснабжения децентрализованных потребителей с применением солнечных электростанций.

В первом варианте, поскольку СЭС является дополнительным источником электроэнергии с комплектацией оборудования, позволяющего аккумулировать вырабатываемую электроэнергию, реализована возможность круглосуточного электроснабжения потребителей. В этом варианте в населенных пунктах, где график снабжения электроэнергией осуществляется не полные сутки, электропотребление увеличено в соответствующей пропорции. Мощность выбираемого оборудования СЭС оптимизируется для каждого населенного пункта.

Во втором варианте сохраняется существующий суточный режимом электроснабжения и также оптимизируется мощность оборудования СЭС. Следует отметить, что в населенных пунктах Ключи и Подволочное рассчитывался один вариант, поскольку в настоящее время осуществляется практически круглосуточное электроснабжение: 24 и 21 час. в сутки соответственно.

В расчетах не учитывался перспективный рост (изменение) ценовых показателей, результаты являются оценочными и определяют порядок полученных значений. Это не уменьшает значимости результатов, поскольку относительная эффективность применения СЭС в представленных населенных пунктах не изменится, что дает возможность определить приоритетность выбираемых для дальнейшего более детального рассмотрения применения солнечных электростанций в рамках разработки проектов.

В таблицах 5.5–5.25 представлены результаты расчетов экономической эффективности в 7 населенных пунктах для двух вариантов электроснабжения потребителей.

1) с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

Таблица 5.5 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	120
ДЭС	250	250
СИН	250	120
БИН	300	240
АБ (кВт·ч)	1498	1152

Таблица 5.6 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт·ч	865	550
Время работы ДЭС, час/год	2894	2032
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	242	112
в том числе: прямое снабжение потребителя	175	39
на зарядку аккумуляторных батарей	67	73
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	723	508
в том числе: прямое снабжение потребителя	339	263
на зарядку аккумуляторных батарей	384	245
Потери	100	70
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	300	276
Предельное количество циклов АБ	2100	2300
Количество лет работы АБ без замены	7	9

Таблица 5.7 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,1	26,9
в том числе: ФЭП	15,0	7,2
АБ	21,2	16,3
СИН	2,0	1,0
БИН	2,9	2,4
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	8,1
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,4	35,0
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	237,8	170,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	162,8	114,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	75,0	56,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	32	33
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,3	3,2
Срок окупаемости проекта, лет	12	11

2) с. Алыгджер (Нижнеудинский район)

Таблица 5.8 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	250
ДЭС	250	250
СИН	200	200
БИН	300	300
АБ (кВт·ч)	1498	1498

Таблица 5.9 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт·ч	1107	695
Время работы ДЭС, час/год	4009	2274
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	220	220
в том числе: прямое снабжение потребителя	163	135
на зарядку аккумуляторных батарей	57	85
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	1002	568
в том числе: прямое снабжение потребителя	537	231
на зарядку аккумуляторных батарей	465	337
Потери	115	93
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	348	282
Предельное количество циклов АБ	2100	2100
Количество лет работы АБ без замены	6	8

Таблица 5.10 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,2	41,2
в том числе: ФЭП	15,0	15,0
АБ	21,2	21,2
СИН	2,0	2,0
БИН	3,0	3,0
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	12,3
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,5	53,5
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	304,7	232,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	225,5	127,9
Экономия топлива относительно существующей	79,2	104,1

схемы электроснабжения, т/год		
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	30	45
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,5	6,0
Срок окупаемости проекта, лет	12	9

3) с. Хамакар (Катангский район)

Таблица 5.11 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	70
ДЭС	30	30
СИН	100	70
БИН	120	120
АБ (кВт·ч)	461	461

Таблица 5.12 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующе е
Потребление, тыс. кВт·ч	150	100
Время работы ДЭС, час/год	3172	2111
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	73	54
в том числе: прямое снабжение потребителя	44	28
на зарядку аккумуляторных батарей	29	26
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	95	63
в том числе: прямое снабжение потребителя	53	18
на зарядку аккумуляторных батарей	42	45
Потери	18	17
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	157	154
Предельное количество циклов АБ	3100	3300
Количество лет работы АБ без замены	20	20

Таблица 5.13 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующе е
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5	12,5
в том числе: ФЭП	6,0	4,2
АБ	6,5	6,5
СИН	0,8	0,6
БИН	1,2	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4	3,8

Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9	16,3
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	41,5	24,5
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	21,4	14,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	20,1	10,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	48	42
Цена топлива, тыс. руб./т	68,4	68,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,4	0,7
Срок окупаемости проекта, лет	14	23

4) с. Бур (Катангский район)

Таблица 5.14 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	50
ДЭС	200	200
СИН	100	50
БИН	225	180
АБ (кВт·ч)	1037	691

Таблица 5.15 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт·ч	386	277
Время работы ДЭС, час/год	1834	1387
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	86	37
в том числе: прямое снабжение потребителя	66	13
на зарядку аккумуляторных батарей	20	24
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	356	277
в том числе: прямое снабжение потребителя	111	130
на зарядку аккумуляторных батарей	245	147
Потери	56	37
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	255	249
Предельное количество циклов АБ	2300	3100
Количество лет работы АБ без замены	10	13

Таблица 5.16 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	23,8	15

в том числе: ФЭП	6,0	3,0
АБ	14,7	9,8
СИН	0,8	0,4
БИН	2,3	1,8
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	7,1	4,5
Итого стоимость проекта, млн руб.	30,9	19,5
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	106,0	73,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	80,0	62,4
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	26,0	11,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	25	15
Цена топлива, тыс. руб./т	50,6	50,6
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,3	0,6
Срок окупаемости проекта, лет	24	32

5) д. Ключи (Усть-Удинский район)

Таблица 5.17 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Значение
Установленная мощность, кВт ФЭП	100
ДЭС	150
СИН	100
БИН	120
АБ (кВт·ч)	461

Таблица 5.18 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Значение
Потребление, тыс. кВт·ч	182
Время работы ДЭС, час/год	680
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	103
в том числе: прямое снабжение потребителя	73
на зарядку аккумуляторных батарей	30
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	102
в том числе: прямое снабжение потребителя	23
на зарядку аккумуляторных батарей	79
Потери	23
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	236
Предельное количество циклов АБ	2900
Количество лет работы АБ без замены	13

Таблица 5.19 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Значение
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5

в том числе: ФЭП	6,0
АБ	6,5
СИН	0,8
БИН	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4
Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	39,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	23,0
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	16,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	41
Цена топлива, тыс. руб./т	52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	0,9
Срок окупаемости проекта, лет	21

6) с. Подволочное (Усть-Удинский район)

Таблица 5.20 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Значение
Установленная мощность, кВт ФЭП	190
ДЭС	300
СИН	190
БИН	225
АБ (кВт·ч)	922

Таблица 5.21 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Значение
Потребление, тыс. кВт·ч	357
Время работы ДЭС, час/год	778
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	171
в том числе: прямое снабжение потребителя	116
на зарядку аккумуляторных батарей	55
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	233
в том числе: прямое снабжение потребителя	55
на зарядку аккумуляторных батарей	178
Потери	47
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	254
Предельное количество циклов АБ	2300
Количество лет работы АБ без замены	9

Таблица 5.22 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Значение
Капиталовложения, всего, млн руб.	28,4

в том числе: ФЭП	11,4
АБ	13,1
СИН	1,6
БИН	2,3
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	8,5
Итого стоимость проекта, млн руб.	36,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	109,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	52,5
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	56,5
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	52
Цена топлива, тыс. руб./т	52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	3,0
Срок окупаемости проекта, лет	12

7) с. Вершина Тутуры (Качугский район)

Таблица 5.23 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	150	120
ДЭС	90	90
СИН	150	120
БИН	180	120
АБ (кВт·ч)	691	461

Таблица 5.24 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт·ч	258	172
Время работы ДЭС, час/год	1771	1081
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	134	100
в том числе: прямое снабжение потребителя	79	49
на зарядку аккумуляторных батарей	55	51
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	159	98
в том числе: прямое снабжение потребителя	67	36
на зарядку аккумуляторных батарей	92	62
Потери	35	26
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	213	244
Предельное количество циклов АБ	2900	2900
Количество лет работы АБ без замены	14	12

Таблица 5.25 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	21,8	15,9
в том числе: ФЭП	9,0	7,2
АБ	9,8	6,5
СИН	1,2	1,0
БИН	1,8	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	6,5	4,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	28,3	20,7
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	71,0	48,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	35,9	21,9
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	35,1	26,4
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	49	55
Цена топлива, тыс. руб./т	43,0	43,0
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,5	1,1
Срок окупаемости проекта, лет	19	19

Анализ результатов расчетов показывает:

– вариант с круглосуточным электроснабжением является менее предпочтительным как по срокам окупаемости, так и по объемам инвестирования проектов;

– процент экономии топлива в среднем составляет 30–50% независимо от показателей гелиопотенциала, что объясняется оптимизацией мощности оборудования СЭС в каждом конкретном случае;

– сроки окупаемости в большей степени зависят от величины населенного пункта – для более мелких поселений сроки окупаемости выше, это обусловлено небольшими объемами экономии топлива относительно стоимости оборудования; при этом в таких населенных пунктах (сс. Хамакар и Бур Катангского района) с повышением суточного графика электроснабжения до 24 час. сроки окупаемости существенно снижаются;

– на основании расчетных показателей эффективности первоочередными пунктами для разработки проектов сооружения СЭС можно обозначить: с. Верхняя Гутара и с. Алыгджер (Нижнеудинский район), с Подволочное (Усть-Удинский район), с. Вершина Тутуры (Качугский район), имеющие наименьшие сроки окупаемости.

6 ПРОГНОЗ ВВОДА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПЕРИОД 2020-2024 гг.

Таблица 6.1 – Вводы мощностей электросетевых объектов

Населенный пункт	Тип оборудования	Единица измерения	Год						
			Всего	2019	2020	2021	2022	2023	2024
с. Подволошино	ВЛ 10 кВ	км	0,3	0,3					
	КЛ 10 кВ	км	0,4	0,4					
п. Октябрьский + п. Манинск	ВЛ 10 кВ	км	23				23		
	ПС 10/0,4								
с. Усть-Киренга + д. Пашня	ВЛ 10 кВ	км	30				30		
	ПС 110/10								
с. Алыгджер	ВЛ 10 кВ	км	12						12
	ВЛ 220 кВ	км	0,2						0,2
	ПС 220/10								

Таблица 6.2 – Вводы мощностей генерирующих объектов

Населенный пункт	Тип оборудования	Единица измерения	Год						
			Всего	2019	2020	2021	2022	2023	2024
д. Карнаухова	ФЭП	кВт	40	40					
с. Ермаки	ФЭП	кВт	40	40					
с. Верхняя Гутара	ФЭП	кВт	120			120			
	АБ	кВт·ч	1152			1152			
	СИН	кВт	120			120			
	БИН	кВт	240			240			
с. Подволочное	ФЭП	кВт	190				190		
	АБ	кВт·ч	922				922		
	СИН	кВт	190				190		
	БИН	кВт	225				225		
с. Алыгджер	ФЭП	кВт	250					250	
	АБ	кВт·ч	1498					1498	
	СИН	кВт	200					200	
	БИН	кВт	300					300	
с. Верщина Тутуры	ФЭП	кВт	120						120
	АБ	кВт·ч	461						461
	СИН	кВт	120						120
	БИН	кВт	120						120

Таблица 6.3 – Распределение инвестиций для реализации мероприятий по годам

Мероприятие	Населенный пункт	Капиталовложения, млн руб.						
		Всего	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Подключение к централизованному электроснабжению	с. Подволошино	н/д	14,18					
	п. Октябрьский + п. Манинск	66,7*	4,8	24	18	19,9		
	с. Усть-Киренга + д. Пашня	108*		72	30	6		
	с. Алыгджер**	397				80	200	117
Применение СЭС	с. Верхняя Гутара	35,0			35,0			
	с. Подволочное	36,9				36,9		
	с. Алыгджер***	53,5					53,5	
	с. Вершина Тутуры	20,7						20,7

Источник: *распределение по годам согласно проекту инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. [37], ** оценочно по ТЭО строительства ПС 220/10 кВ (Приложение Е), *** - в случае отказа от строительства ПС 220/10 кВ Алыгджер и ВЛ 10 кВ ПС Алыгджер - Алыгджер

Таблица 6.4 – Необходимые инвестиции и сокращение субсидий в результате реализации мероприятий

Мероприятие	Населенный пункт	Сокращение субсидий, млн руб./год	Капиталовложения, млн руб.	Простой срок окупаемости, лет
Подключение к централизованному электроснабжению	с. Подволошино	28,5	н/д	-
	п. Октябрьский + п. Манинск	7,9	66,7	8,4
	с. Усть-Киренга + д. Пашня	6,6	108	16,4
	с. Алыгджер	20,0	397	19,9
Применение СЭС	с. Верхняя Гутара	3,2	35,0	10,9
	с. Подволочное	3,0	36,9	12,3
	с. Алыгджер*	6,0	53,5	8,9
	с. Вершина Тутуры	1,1	20,7	18,8

Примечание – * в случае отказа от строительства ПС 220/10 кВ Алыгджер и ВЛ 10 кВ ПС Алыгджер - Алыгджер

7 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОЕКТНЫХ РАБОТ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ДИЗЕЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Для принятия обоснованных решений по модернизации неэффективной дизельной генерации, учитывая наличие на территории области предпосылок по расширению зоны централизованного электроснабжения, расположение в районах с децентрализованным электроснабжением нефте-, газодобывающих предприятий и систем транспорта углеводородов, а также наличие отходов деревообработки необходимо выполнение следующих исследований:

1. Технико-экономическое обоснование строительства солнечной электростанции в с. Верхняя Гутара Нижнеудинского района.
2. Оценка сравнительной эффективности вариантов автономного и централизованного электроснабжения п. Мото-Бодары Черемховского района.
3. Оценка сравнительной эффективности альтернативных вариантов электроснабжения с. Ербогачен Катангского района (использование нефти на собственной электростанции и подключение к электростанции АО «ВЧНГ»).
4. Оценка сравнительной эффективности альтернативных вариантов электроснабжения с. Алыгджер Нижнеудинского района (подключение к ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная и сооружение солнечной электростанции).
5. Оценка эффективности строительства в Киренском районе газопоршневых мини-ТЭЦ, работающих на генераторном газе, получаемом из древесных отходов ООО «Витим-Лес».
6. Исследование потенциальной возможности и эффективности перевода на централизованное электроснабжение пп. Озерный, Карахун, Наратай Братского района.
7. Исследование потенциальной возможности и эффективности перевода на централизованное электроснабжение сс. Подволочное, Аталанка, Аносово и д. Ключи Усть-Удинского района.

РАЗДЕЛ 5. АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПРОГНОЗ (ВАРИАНТ) РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ Иркутской

1. Цели и задачи альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области

В книге 2, в томах 1-3 приведен базовый сценарий и прогноз развития энергосистемы Иркутской области. За основу базового сценария и прогноза взят СиПР ЕЭС на 2019-2025 годы, а также действующие технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям.

В тоже время в Иркутской области разрабатываются и реализуются планы строительства новых социально-значимых объектов, а также планы комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках. Заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям такими перспективными потребителями могут подаваться только после урегулирования всех земельных вопросов (т.е. при наличии официальных документов на право пользования земельными участками), а также после разработки и утверждения проектной документации по новым объектам и застройке перспективных территорий.

Учитывая глубину планирования в СиПР электроэнергетики Иркутской области до 2024 года, часть вышеобозначенных планов выпадают из базового сценария и прогноза по причине отсутствия действующих технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Поэтому на основании п.5.1«д», п.6.4.2 разработан альтернативный прогноз (вариант) развития электроэнергетики Иркутской области, который учитывает также планы строительства новых социально-значимых объектов, а также планы комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках.

Назначение данного альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области – ознакомить всех заинтересованных субъектов с имеющимися планами и предложениями по дополнительным вариантам развития электрических сетей. Это позволит исключить из реализации неэффективные мероприятия.

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

2.1. Исходные данные для альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области

Основанием и исходными данными для альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области является письмо Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области №02-58-2160/19 от 20.03.2019 г.

2.2. Перспективные социально-значимые объекты Иркутской области, требующие электроснабжения

Информация о перспективных социально-значимых объектов Иркутской

области в разделах 2.2.1-2.2.2 приведена на основании письма министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области №02-58-2160/19 от 20.03.2019 г.

2.2.1. Информация о территориях, предоставленных, планируемых к предоставлению льготным категориям граждан в соответствии с Законом Иркутской области от 28.12.2015 № 146-ОЗ «О бесплатном предоставлении земельных участков в собственность граждан»

Таблица 2.2.1 – Земельные участки, находящиеся в федеральной собственности, полномочия Российской Федерации по управлению и распоряжению которыми переданы органам государственной власти Иркутской области в целях дальнейшего предоставления многодетным семьям

№ п/п	Местоположение	Площадь	Статус	Количество участков
1	Ангарск, р.п. Мегет (участок преобразован)	7,28	Предоставлены	48
2	Ангарск, д. Стеклянка (участки преобразованы)	22,12	Предоставлены	128
3	Иркутский района, пос. Плишкино	24.75	Планируется в 2019	161
4	Иркутский района, д. Бутырки	97,42	Планируется в 2020	600
5	Иркутский района, д. Зыкова	5,54	Планируется в 2019	23
6	Иркутский района, д. Турская (участок преобразован)	10,63	Предоставлены	73
7	Иркутский района, д. Максимовщина	37,04	Планируется в 2021-2022	200
8	Иркутский района, д. Коты	37,39	Планируется в 2021-2022	200
9	Иркутский района, с. Оёк (участки преобразованы)	24	Предоставлены	191

Примечание: Заявки на ТП подаются и договоры на электроснабжения заключаются физическими лицами, на текущий момент заявки на ТП еще не поданы.

Таблица 2.2.2 – Земли, государственная собственность на которые не разграничена, на территории Иркутского района

№ п/п	Местоположение	Количество земельных участков	Статус	Примечание
1	Максимовское МО, с. Максимовщина	24	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
2	Ширяевское МО, д. Ширяева	8	В стадии предоставления	

№ п/п	Местоположение	Количество земельных участков	Статус	Примечание
3	Ширяевское МО, д. Горяшина	11	В стадии предоставления	
4	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	30	Предоставлены	
5	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	7	В стадии предоставления	
6	Мамонское МО, с. Мамоны	27	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
7	Мамонское МО, с. Мамоны	18	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
8	Усть-Балейское МО, д. Быкова	10	Планируется	
9	Усть-Кудинское МО, д Усть-Куда	51	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
10	Хомутовское МО, с. Хомутово	98	В стадии предоставления	
11	Хомутовское МО, с. Хомутово	21	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
12	Хомутовское МО, с. Хомутово	27	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
13	Гороховское МО, с. Горохово	12	В стадии предоставления	

№ п/п	Местоположение	Количество земельных участков	Статус	Примечание
14	Уриковское МО, д. Московщина	79	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
15	Оёкское МО, с Оёк/ д. Галки	250	В стадии предоставления 76 Планируемые	
16	Никольское МО, с. Никольск	19	В стадии предоставления	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
17	Никольское МО, с. Никольск	34	В стадии предоставления	
18	Никольское МО, д. Егоровщина	22	В стадии предоставления	
19	Дзержинское МО, п. Дзержинск	8	В стадии предоставления	

Примечание: Заявки на ТП подаются и договоры на электроснабжения заключаются физическими лицами, на текущий момент заявки на ТП еще не поданы.

Учитывая, что приведенная в таблицах 2.2.1 и 2.2.2 информация предполагает индивидуальное строительство, с неопределенными сроками строительства конкретных домовладений и неопределенной величиной нагрузки, то данная информация приведена справочно и не учитывается при анализе схемно-режимной ситуации.

2.2.2. Перечень перспективных земельных участков, предлагаемых для комплексного освоения территорий

2.2.2.1. Проект по развитию территории «Новолисиха + Хрустальный парк»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	214,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки малоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Малоэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	1 – 3 этажа
Правообладатель ЗУ	116,0 – ООО «СибирьИнвест» 98,5 – ООО «ВостСибСтрой Девелопмент»

Наличие проекта планировки территории	Разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	139,6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	14,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	60,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	430,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 550 мест; - Школа на 1 200 мест; - Детский сад 110 мест, на 250 мест – 2 объекта, на 270 мест; - ФОК; - Торговый центр – 2 объекта; - Школа искусств.
Срок освоения ЗУ	2017 – 2030

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 39,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,5 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 4 350 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 350 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка											
Мероприятие	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Ввод жилья, кв. м	20 000	34 000	35 000	50 000	53 000	48 000	35 000	35 000	40 000	40 000	40 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	20 000	54 000	89 000	139 000	192 000	240 000	275 000	310 000	350 000	390 000	430 000
Ввод социальных объектов	д/сад 110 мест	Школа 550 мест	д/сад 270 мест		д/сад 250 мест	Школа 1 200 мест		д/сад 250 мест			
Ввод объектов обслуживания населения		Школа искуств	Торговый центр				Торговый центр				
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	3,6	5,6	7,76	11,55	16,6	25,7	28,4	31,0	34,1	37,1	39,2
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	0	0	0,65	2,3	4,2	6,1	8,4	10,7	13,3	15,9	17,5
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	439	869	1 118	1 539	2 088	2 567	2 924	3 280	3 687	4 095	4 350

2.2.2.2. Проект по развитию территории «Малая Еланка»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	383,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Средне этажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Средне этажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	5-8 этажей
Правообладатель ЗУ	ОАО «ФСК Новый город»
Наличие проекта планировки территории	В процессе корректировки
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	87,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	260,2
Площадь ЗУ под благоустройство, га	35,5
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 200,0

Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 900 мест – 3 объекта; - Детский сад на 110 мест – 8 объектов; - Поликлиника на 400 посещений в смену – 1 объект; - Станция скорой помощи; - Пожарное депо; - Торгово-развлекательный центр – 6 объектов; - Аквапарк – 1 объект; - Деловой центр – 1объект
Срок освоения ЗУ	2020 – 2034

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 78,4 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 125,0 Гкал / час, централизованное, в том числе 30,0 Гкал/час – ГВС
Водоснабжение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки

Примечание: Имеется ТУ №1/4 ИЭСК на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» РП 10 кВ с ТП 10/0,4 кВ ОАО ФСК «Новый город» (утверждены 15.03.2017, согласованы 31.01.2017 г.). См. книга 2 том 2, мероприятие по строительству в 2019 году ПС 220 кВ Малая Елань 220 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово. Мероприятие учтено в базовом сценарии.

Прогнозный график освоения земельного участка															
Мероприятие	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**
Ввод жилья, кв. м	15 000	30 000	45 000	60 000	75 000	75 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	15 000	45 000	90 000	150 000	225 000	300 000	400 000	500 000	600 000	700 000	800 000	900 000	1000 000	1 100 000	1 200 000
Ввод социальных объектов		Школа Д/сад	Д/сад		Д/сад	Поликлиника	Д/сад	Школа Д/сад	Станция скорой помощи	Д/сад			Школа Д/сад		Д/сад
Ввод объектов обслуживания населения				Торгово-развлекательный центр			Торгово-развлекательный центр	Деловой центр		Торгово-развлекательный центр	Аквапарк	Пожарное депо	Торгово-развлекательный центр	Торгово-развлекательный центр	Торгово-развлекательный центр
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	1,9	5,5	9,5	12,800	16,800	21,800	28,800	35,000	41,200	47,400	53,600	59,800	66,000	72,200	78,400
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	4,500	9,000	13,500	20,000	27,500	35,000	45,000	55,000	65,000	75,000	85,000	95,000	105,00	115,00	125,00

Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	799,3	2 599,3	4 399,3	5 699,3	7 599,3	9 999,3	12 213	14 928	17 642	20 356	23 070	25 784	28 498	31 212	33 926

2.2.2.3. Проект по развитию территории «ИВАТУ»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	20
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка, многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	ФГКУ «Сибирское территориальное правление имущественных отношений» Министерства обороны РФ
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	10
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	10
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	200,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2022 – 2026

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 5,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка					
Мероприятие	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
Ввод жилья, кв. м	20 000	40 000	40 000	40 000	60 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	20 000	60 000	100 000	140 000	200 000
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,5	1,6	2,6	3,6	5,2
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	1,7	5,2	8,6	12,0	17,2

Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	183,4	550,2	917,0	1283,8	1834,0

2.2.2.4. Проект по развитию территории «Малая Топка»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	60,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Среднеэтажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	4-х этажные
Правообладатель ЗУ	АО «Иркутское региональное жилищное агентство» на праве собственности
Наличие проекта планировки территории	В разработке
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	27,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	5,5
Площадь ЗУ под благоустройство, га	27,4
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	224,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 640 мест – 2 объекта; - Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - ФОК; - Торговый центр площадью 5,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2020 – 2027 годы

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 14 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 15 Гкал / час, в том числе отопление 10,8 Гкал / час, ГВС 4,2 Гкал / час, вентиляция 0 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка								
Мероприятие	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Ввод жилья, кв. м	14 000	28 000	28 000	28 000	28 000	28 000	28 000	42 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	14 000	42 000	70 000	98 000	126 000	154 000	182 000	224 000
Ввод социальных объектов					Школа, д/сад			Школа, д/сад
Ввод объектов обслуживания населения							Торговый центр	
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,8	2,4	4	5,6	8,4	10	11,6	14
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	0,85	2,55	4,25	5,95	9,05	10,75	12,45	15
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	115	345	575	805	1 235	1 465	1 695	2 017

2.2.2.5. Проект по развитию территории «Мамоны»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	400,9
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	106,7 га – ООО «Дискус Плюс» на праве аренды для комплексного освоения территорий 294,2 га – в аренде у физических лиц
Наличие проекта планировки территории	Разработан на 106,7 га
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	200,0
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	100,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	100,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	3 500,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 1 275 мест – 10 объектов; - Детский сад на 350 мест – 18 объектов; - Поликлиника на 500 посещений в смену – 3 объекта; - Объекты дополнительного образования на 600 мест – 3 объекта; - Спортивные залы 1000 кв. м – 4 объекта; - Гостиница на 300 мест – 1 объект; - Кинотеатр на 700 мест – 2 объекта; - ТРЦ площадью 13,0 тыс. кв. м, 16,0 тыс. кв. м и 36,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2015 – 2040

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 97,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 207,8 Гкал / час, централизованное, в том числе отопление 149,6 Гкал / час, ГВС 58,2 Гкал / час.
Водоснабжение	Мощность 64 200 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 64 200 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка										
Мероприятие	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031 – 2040**
Ввод жилья, кв. м	50 000	50 000	50 000	50 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	2 800 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	50 000	100 000	150 000	200 000	300 000	400 000	500 000	600 000	700 000	3 500 000
Ввод социальных объектов	д/сад + школа	поликлиника	спортзал	д/сад + школа		д/сад + школа			д/сад + школа	все иные
Ввод объектов обслуживания населения		ТРЦ на 13,0 тыс. кв. м						ТРЦ на 16,0 тыс. кв. м		все иные
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	1,4	2,8	4,2	5,6	8,4	11,2	13,9	16,7	19,5	97,6
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	3,0	5,9	8,9	11,9	17,8	23,7	29,7	35,6	41,6	207,8
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	917,1	1 834,3	2 751,4	3 668,6	5 502,9	7 337,1	9 171,4	11 005,7	12 840,0	64 200,0

2.2.2.6. Проект по развитию территории «Маркова - Изумрудный»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	3 этажа
Правообладатель ЗУ	неразграниченный
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	8
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	50
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2021 – 2024

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,3 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 4,3 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 458,5 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 458,5 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка				
Мероприятие	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Ввод жилья, кв. м	10 000	10 000	15 000	15 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	10 000	20 000	35 000	50 000
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,3	0,5	0,9	1,3
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	0,9	1,7	3,0	4,3
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	91,7	183,4	321,0	458,5

2.2.2.7. Проект по развитию территории «Рабочее»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	47,9
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	Город Иркутск
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	30
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	10
Площадь ЗУ под благоустройство, га	7,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	537,3
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - Школа на 1 275 мест; - Больница на 300 посещений в смену
Срок освоения ЗУ	2021 – 2025

Необходимая инженерная подготовка земельного участка

Электроснабжение	Мощность 13,9 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 46,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка

Мероприятие	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Ввод жилья, кв. м	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	87,3
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	50 000	100 000	150 000	200 000	250 000	300 000	350 000	400 000	450 000	537 300
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	1,3	2,6	3,9	5,2	6,5	7,8	9,1	10,3	11,6	13,9
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	4,3	8,6	12,9	17,2	21,5	25,8	30,1	34,4	38,7	46,2

Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	458,5	917,0	1 375,4	1 833,9	2 292,4	2 750,9	3 209,3	3 667,8	4 126,3	4 926,8

2.2.2.8. Проект по развитию территории «Микрорайон Современник»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	121,0
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	7-9-ти этажные
Правообладатель ЗУ	31,1 га – ООО «ИнвестРесурс» 89,9 га – Российская Федерация
Наличие проекта планировки территории	31,1 га – имеется 89,9 га – отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	77,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	21,8
Площадь ЗУ под благоустройство, га	21,8
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 000,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 640 мест; - Школа на 352 учащихся – проект в экспертизе; - Детский сад на 350 мест; - Детский сад на 145 мест – проект в экспертизе; - ФОК; - Торговый центр площадью 5,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2014 – 2030 годы

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 35 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 83,0 Гкал / час, централизованное. Мероприятия: 1. Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до э/к «Байкальская» с Ду600 на Ду700, 760 метров 2. Реконструкция тепловой сети от ТНС «Аэропорт» до ТК-23Д-45-3 с Ду200 на Ду400, 190 метров 3. Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-3 до предполагаемой точки подключения на существующих тепловых сетях с Ду200 на Ду300, 540 метров 4. Строительство тепловой сети Ду300, 2 300 метров до границы земельного участка застройки Ориентировочная стоимость 350,0 млн рублей

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Водоснабжение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: 1. Строительство кольцевой водопроводной линии диаметром не менее 225 мм, на участке от водопроводной линии диаметром 400 мм на пересечении улиц Ширямова и Можайского, до водопроводной линии диаметром 225 мм, в районе административного здания по улице Дорожная 1, с перекладкой участка водопровода диаметром 200 мм по существующей трассе, от посёлка Дзержинск до административного здания по улице Дорожная 1. Ориентировочная протяжённость 7000 метров. Ориентировочная стоимость 237,8 млн рублей
Водоотведение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: 1. Строительство канализационного коллектора диаметром 800 мм по улице Баррикад, на участке от улицы Детская до улицы Братская, ориентировочная протяжённость 1700 метров; 2. Реконструкция КНС-20а; 3. Реконструкция двух напорных трубопроводов диаметром 1000 мм от КНС-20а до канализационных очистных сооружений правого берега города Иркутска. Ориентировочная протяжённость 5300 метров. Ориентировочная стоимость 596,0 млн рублей

Прогнозный график освоения земельного участка											
Мероприятие	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Ввод жилья, кв. м	20 000	25 000	30 000	35 000	90 000	100 000	100 000	100 000	150 000	150 000	200 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	20 000	45 000	75 000	110 000	200 000	300 000	400 000	500 000	650 000	800 000	1000 000
Ввод социальных объектов	Школа Д/сад		ФОК			Школа	Д/сад				
Ввод объектов обслуживания населения				Торговый центр							
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,7	1,6	2,6	3,85	7	10,5	14	17,5	22,7	28	35

Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	1,3	2,9	4,8	7,1	13	20	30	40	50	60	83
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	128	288	480	705	1 282	1 923	2 564	3 205	4 166	5 128	6 410

2.2.2.9. Проект по развитию территории «Союз»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	12
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона особого градостроительного регулирования
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	АО «ДОМ.РФ»
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	4
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	90,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест – 2 объекта; - Школа на 1 275 мест
Срок освоения ЗУ	2020 – 2024

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 2,3 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 7,7 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 825,3 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 825,3 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка				
Мероприятие	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Ввод жилья, кв. м	20 000	20 000	25 000	25 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	20 000	40 000	65 000	90 000
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,5	1,0	1,7	2,3
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	1,7	3,4	5,6	7,7
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	183,4	366,8	596,1	825,3

2.2.2.10. Проект по развитию территории «Чертугеевский»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	6
Назначение ЗУ по генеральному плану	Многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	2 – 15 этажей
Правообладатель ЗУ	30 га – город Иркутск 30 га – АО «ИСКРА»
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	1
Площадь ЗУ под благоустройство, га	1
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	60,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Детский сад на 350 мест
Срок освоения ЗУ	2022 – 2025

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 5,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 550,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 550,2 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка

Мероприятие	**2023**	**2024**	**2025**
Ввод жилья, кв. м	20 000	20 000	20 000
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	20 000	40 000	60 000
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,5	1,1	1,6
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	1,7	3,5	5,2
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	183,4	366,8	550,2

2.2.2.11. Проект по развитию территории «Ярославского»

Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилые зоны
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	15-ти этажные дома
Правообладатель ЗУ	2,9 га – в аренде у физического лица 7,6 га – не разграниченный
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	5,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	5,0
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	157,8
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Не требуется
Срок освоения ЗУ	2020 – 2023 годы

Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 4,1 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 13,6 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 448 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 448 куб. м / сутки

Прогнозный график освоения земельного участка				
Мероприятие	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Ввод жилья, кв. м	15 000	25 000	25 000	92 800
Ввод жилья нарастающим итогом, кв. м	15 000	40 000	65 000	157 800
Необходимая мощность электроэнергии нарастающим итогом, МВт	0,4	1,0	1,7	4,1
Необходимая мощность теплоэнергии нарастающим итогом, Гкал / час	1,3	3,4	5,6	13,6
Необходимая мощность водоснабжения нарастающим итогом, куб. м / сутки	137,6	367,0	596,5	1 448,0

2.2.2.12. Проект по развитию территории «Иркутские кварталы»

Источником информации по проекту является протокол совещания по вопросам технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» объектов проекта «Иркутские кварталы» от 20.03.2019 г.

Согласно этого протокола в 2022 году предполагается технологическое подключение потребителей по 2-й категории надежности от секций шин 10 кВ ПС 110 кВ Центральная суммарной мощностью 7,75 МВт.

2.2.3. Сводные данные о требуемых мощностях для перспективных земельных участков

Территория	ЦП	2020, МВт	2021, МВт	2022, МВт	2023, МВт	2024, МВт	2024, МВА
«Новолисиха + Хрустальный парк»	ПС 110 кВ Новая Лисиха	3,6	5,6	7,76	11,55	16,6	17,4
«ИВАТУ»	ПС 220 кВ Восточная			0,5	1,6	2,6	2,7
«Малая Топка»	ПС 35 кВ Глазуново (питание от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	0,8	2,4	4	5,6	8,4	8,8
«Мамоны»	ПС 220 кВ Бытовая*			1,4	2,8	4,2	4,4
«Маркова – Изумрудный»	ПС 110 кВ Зеленый Берег		0,3	0,5	0,9	1,3	1,4
«Рабочее»	ПС 220 кВ Восточная		1,3	2,6	3,9	5,2	5,5
«Микрорайон Современник»	ПС 35 кВ Миловиды (питание от ПС 110 кВ Пивовариха) с переводом на 110 кВ	0,7	1,6	2,6	3,85	7	7,4
«Союз»	ПС 110 кВ Студенческая		0,5	1	1,7	2,3	2,4
«Чертугеевский»	ПС 220 кВ Приморская				0,5	1,1	1,2
«Ярославского»	ПС 220 кВ Бытовая	0,4	1	1,7	4,1	4,1	4,3
«Иркутские кварталы»	ПС 110 кВ Центральная			7,75	7,75	7,75	8,1
Итого мощность по ТП		**5,5**	**12,7**	**29,8**	**44,3**	**60,6**	**63,6**
Мощность с учетом эффекта совмещения		**1,6**	**3,8**	**8,94**	**13,3**	**18,2**	**19,1**

Примечание: * – центры питания (ЦП) указаны для величины нагрузки на 2024 год. В последующем, после 2024 года, при росте нагрузок по мере реализации проектов возможна реализация дополнительных мероприятий по строительству новых центров питания.

Анализ загруженности центров питания по данным контрольного замера 19.12.2018 года:

ЦП	Транс-ры, МВА	S, МВА 19.12.2018 14-00 мск	Прирост к 2024, МВА
ПС 110 кВ Новая Лисиха	2х25	–	17,4
ПС 220 кВ Восточная	2х250	120,43	2,7 5,5
ПС 35 кВ Глазуново (питание ПС 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	(2х40)	–	8,8 (+2,5*)
ПС 220 кВ Бытовая	2х63	31,86	4,4 4,3
ПС 110 кВ Зеленый Берег	2х25	–	1,4
ПС 35 кВ Миловиды (питание ПС 35 кВ от ПС 110 кВ Пивоварихa) с переводом на 110 кВ	(2х40)	– (37,32)	7,4
ПС 110 кВ Студенческая	2х40	24,8	2,4
ПС 220 кВ Приморская	2х40	30,86	1,2
ПС 110 кВ Центральная	2х40	30,44	8,1

Примечание:

1. * – мощность указана в Разделе 3.
2. В скобках «()» указана мощность трансформаторов ЦП 110-220 кВ.
3. Строительство ПС 220 кВ Столбово в 2019 году предусмотрено в СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг, см. книга 2, том 2.
4. Строительство ПС 110 кВ Новая Лисиха в 2019 году выполняется ОАО «ИЭСК», оборудование закуплено, идет выполнение СМР.

Анализ показывает, что исходя из значений нагрузки по данным контрольного замера 19.12.2018 года, при величине прироста нагрузки к 2024 году, существующие центры питания позволяют обеспечить подключение новых потребителей без увеличения трансформаторной мощности существующих ЦП, за исключением необходимости строительства на первом этапе ПС 35 кВ Глазуново и ПС 35 кВ Миловиды, с последующим их переводом на 110 кВ, обоснование которых приведено в разделе 4.

2.3. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту по данным органов государственной власти на час собственного максимума потребления энергосистемы

В альтернативном прогнозе (варианте) развития, по сравнению с базовым прогнозом учтены только бытовые (жилищные комплексы) и социальные объекты на территории Иркутской области. Так, как общая численность населения на период до 2024 года Иркутской области ожидается без существенных отклонений, то общее потребление электроэнергии и мощности по энергосистеме в целом предполагается неизменным, т.к. произойдет только перераспределение точек потребления электроэнергии между населенными пунктами области и внутри муниципальных образований.

Таблица 2.3.1 – Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту развития электроэнергетики Иркутской области

Наименование показателя	Единицы измерения	Год 2019	Год 2020	Год 2021	Год 2022	Год 2023	Год 2024
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	55 141	57 331	59 888	62 289	64 535	64 967
Среднегодовые темпы прироста	%	0,2	4,0	4,5	4,0	3,6	0,7
Максимум потребления мощности (базовый прогноз)	МВт	8230	8656	9089	9231	9545	9583
Дополнительный прирост максимума потребления мощности (альтернативный прогноз)			1,6	3,8	8,94	13,3	18,2
Максимум потребления мощности (альтернативный прогноз)		8230	8658	9093	9240	9558	9601
Среднегодовые темпы прироста (альтернативный прогноз)	%	0,2	5,2	5,0	1,6	3,4	0,4

Данные, указанные в таблице 2.3.1 (альтернативный вариант), основаны на данных базового варианта, см. Книга 2 Том 1, с учетом сводных данных п.2.2.3.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями в альтернативном прогнозе (варианте) идентичен базовому варианту и приведен в Книге 2 Том 1.

Прогноз выработки электроэнергии электростанции в альтернативном прогнозе (варианте) идентичен базовому варианту и приведен в Книге 2 Том 1. Соответственно прогноз потребности в топливе идентичен базовому варианту и приведен в Книге 2 Том 1.

3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности на на 5-летний период по альтернативному прогнозу (варианту)

С целью выявления возможных балансовых дефицитов или избытков, определяющих требования к развитию основных электрических сетей, в соответствии с ожидаемой потребностью в мощности и электрической энергии с учетом прогнозируемых наиболее вероятных вводов мощности на электростанциях, формируется баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Иркутской области на час прохождения собственного максимума нагрузки; кроме того, отражены дополнительные вводы мощностей в рассматриваемой перспективе.

Динамика баланса мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2024 года (на основе прогноза по базовому варианту с учетом дополнительных потребителей см. п.2.2) представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум потребления мощности	**8230**	**8658**	**9093**	**9240**	**9558**	**9601**
Установленная мощность на конец года	**13107,1**	**13257,1**	**13280,0**	**13280,0**	**13280,0**	**13280,0**
ГЭС, в том числе:	**9088,4**	**9118,4**	**9141,3**	**9141,3**	**9141,3**	**9141,3**
ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» в т. ч.:	**9002,4**	**9032,4**	**9055,3**	**9055,3**	**9055,3**	**9055,3**
Иркутская ГЭС	662,4	662,4	685,3	685,3	685,3	685,3
Братская ГЭС	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0
Усть-Илимская ГЭС	3840,0	3870,0	3870,0	3870,0	3870,0	3870,0
ГЭС других ведомств, в т. ч.:	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**	**86,0**
Мамаканская ГЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ТЭС, в том числе:	**4018,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**	**4138,7**
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	**3837,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**	**3813,3**
Иркутская ТЭЦ-6	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	54,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Иркутская ТЭЦ-10	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0
Иркутская ТЭЦ-11	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Усть-Илимская ТЭЦ	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Электростанции промышленных предприятий, в т. ч.:	**157,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**	**301,4**
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
ТЭС ООО «Иркутская нефтяная компания»		144	144	144	144	144
Прогнозная располагаемая мощность электростанций Иркутской области	**10 265,16**	**10241,2**	**10306,2**	**10306,2**	**10306,2**	**10306,2**
ГЭС, в том числе:	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**	**6 404,0**
Иркутская ГЭС	350	350	350	350	350	350
Братская ГЭС	4188	4188	4188	4188	4188	4188

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Усть-Илимская ГЭС	1854	1854	1854	1854	1854	1854
Мамаканская ГЭС	12	12	12	12	12	12
ТЭС, в том числе:	**3 861,2**	**3 837,2**	**3 902,2**	**3 902,2**	**3 902,2**	**3 902,2**
Иркутская ТЭЦ-6	260	260	260	260	260	260
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-9	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	54,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Иркутская ТЭЦ-10	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0
Иркутская ТЭЦ-11	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3
Иркутская ТЭЦ-12	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Иркутская ТЭЦ-16	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Иркутская ТЭЦ	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	ы260,0
Усть-Илимская ТЭЦ	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	18,892	18,892	18,892	18,892	18,892	18,892
Электростанции промышленных предприятий	84,97	84,97	149,97	149,97	149,97	149,97
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Братске	58,76	58,76	58,76	58,76	58,76	58,76
ТЭС филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	26,21	26,21	26,21	26,21	26,21	26,21

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ТЭС ООО «Иркутская нефтяная компания»	0	0	65	65	65	65
Ограничения мощности (на час максимума нагрузки), в том числе:	**2841,9**	**3015,9**	**2973,8**	**2973,8**	**2973,8**	**2973,8**
ГЭС	2 684,4	2 714,4	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3
ТЭС	157,5	301,5	236,5	236,5	236,5	236,5
Избыток (+) / Дефицит (-)	**2035,2**	**1 583,2**	**1 213,2**	**1 066,2**	**748,2**	**705,2**

Анализ перспективных балансов мощности энергосистема Иркутской области на период 2019-2024 года показывает, что энергосистема является и остается избыточной, но величина избытка располагаемой мощности снижается с 24% от максимума потребления мощности (15% от установленной мощности) на 2019 год до 7% от максимума потребления мощности (5% от установленной мощности) на 2024 год.

4. Особенности функционирования энергосистемы Иркутской области, оценка балансовой ситуации и наличия энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, в которых при расчетных условиях выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких мест»)

4.1. Обоснование мероприятий по строительству объектов распределительной сети 35-110 кВ с учетом перспективной нагрузки по альтернативному сценарию

ПС 110 кВ Миловиды

Осуществляется интенсивное строительство посёлка Современник (см. Проект по развитию территории «Микрорайон Современник», с максимальной перспективной мощностью 35 МВт), расположенного в Дзержинском муниципальном образовании Иркутского района. На 2024 год величина нагрузки составит 7,4 МВА.

В непосредственной близости от строящегося поселка Современник расположена ПС 35 кВ Дзержинск. На ПС 35 кВ Дзержинск установлено для трансформатора SFZ-10000/35/10.

Загрузка трансформаторов ПС 35 кВ Дзержинск в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 14-00 мск:

- Т1 – 3,35 МВА 34 %;
- Т2 – 3,82 МВА 38 %.

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 35 кВ Дзержинск наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей). 09.02.2019 г. в 01-30 нагрузка составила:

- Т1 – 4,83 МВА (48%);
- Т2 – 5,5 МВА (55%)

Загрузка трансформаторов ПС 35 кВ Дзержинск - 48 и 55 % (в сумме 10,3 МВА), то есть при ремонте одного из них, оставшийся в работе будет загружен на 103%, дальнейшее увеличение нагрузки без увеличения трансформаторной мощности невозможно.

На расстоянии 1,5 км от границы строящегося поселка Современник расположена ПС 110 кВ Пивовариха, от которой питается ПС 35 кВ Дзержинск. На ПС 110 кВ Пивовариха установлены два трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, 2012 г.в., один из которых в 2018 году временно заменялся на ТДТН-25000/110.

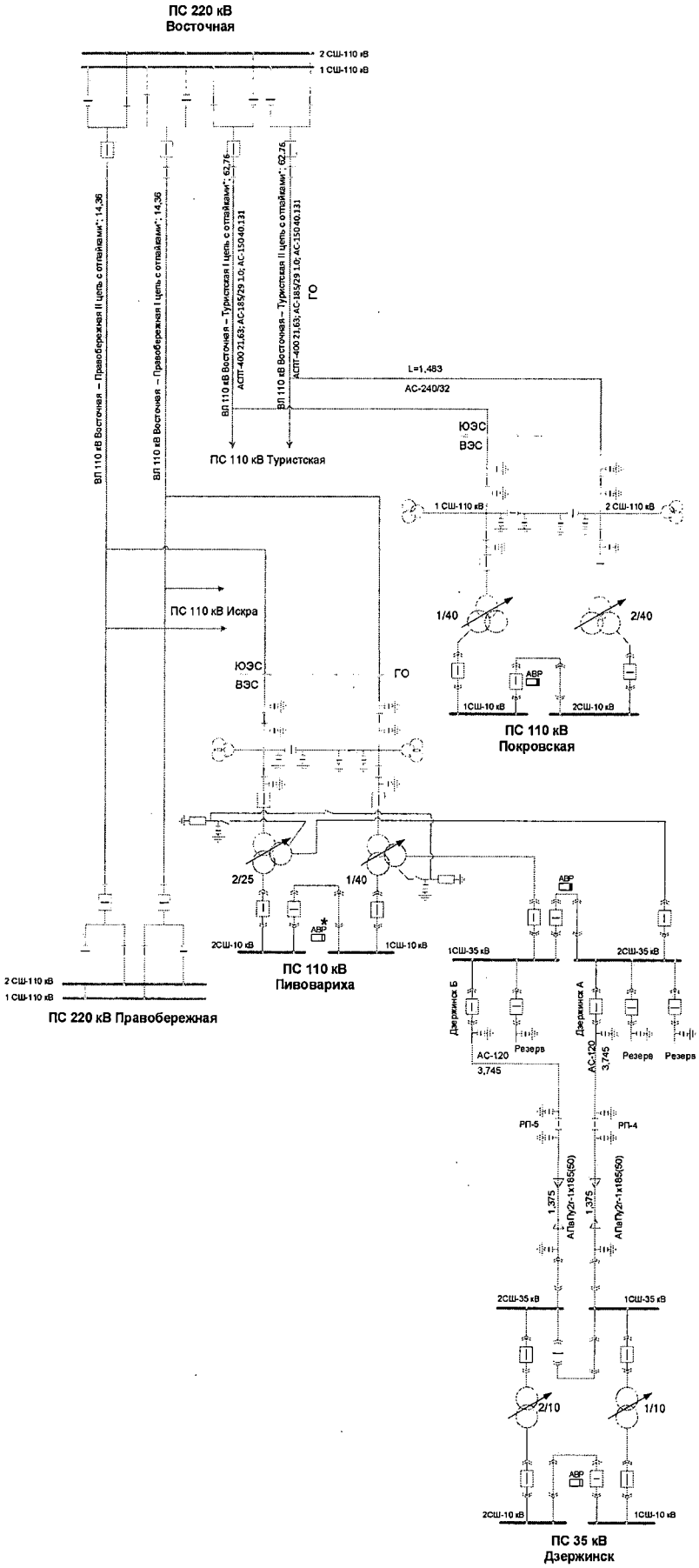


Рис. 4.1. Схема сетей в районе ПС 110 кВ Пивовариха.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Пивовариха в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00 мск:

- Т1 – 23,63 МВА 59 %;
- Т2 – 13,01 МВА 33 %. (52% для временно установленного трансформатора 25 МВА)

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Пивовариха наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей). 09.02.2019 г. в 01-30 нагрузка составила:

- Т1 – 28,48 МВА (71%);
- Т2 – 17,71 МВА (44%)

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Пивовариха –71 и 44 % (в сумме 46,2 МВА), то есть при ремонте одного из них, оставшийся в работе будет загружен на 115%, дальнейшее увеличение нагрузки без увеличения трансформаторной мощности невозможно.

Помимо перспективной нагрузки посёлка Современник в данном районе наблюдается устойчивый рост нагрузок потребителей, расположенных вдоль Голоустненского тракта (коттеджные поселки, садоводства, села Ушаковского муниципального образования).

В виду отсутствия свободной трансформаторной мощности на ПС 35 кВ Дзержинск, целесообразно на первом этапе строительства поселка Современник построить ПС 35 кВ Миловиды (2х10 МВА) с питанием от существующей КВЛ 35 кВ Пивовариха – Дзержинск.

По мере набора нагрузки поселка Современник, целесообразно в 2024 году осуществить перевод ПС 35 кВ Миловиды на напряжение 110 кВ (с установой трансформаторов 2х40 МВА), с подключением отпайками от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская, проходящей на расстоянии менее 1 км от границы строящегося поселка Современник.

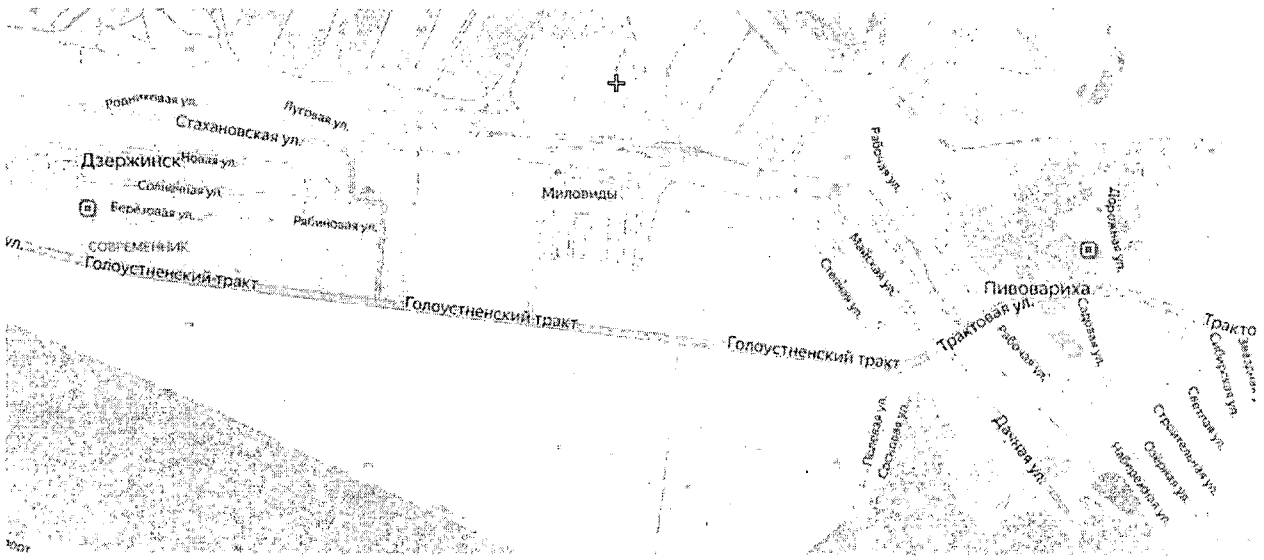


Рис. 4.2. Район посёлка Современник.

ПС 110/10 кВ Глазуново

В настоящее время ведется интенсивное жилищное строительство в направлении ВЛ 10 Карлук – Садоводство, Карлук – Глазуново и рост нагрузок в существующих садоводствах в начале Александровского тракта. Загрузка и большая протяженность существующих ВЛ 10 кВ не обеспечивают качество электроэнергии до удалённых потребителей. Создание условий для технологического присоединения потребителей требует строительство нового центра питания для сокращения радиуса действия существующих ВЛ 10 кВ.

В томе 2 книга 3 в подразделе «Перегрузка ПС 110 кВ Карлук (строительство ПС 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Столбово)» указаны мероприятия базового сценария по строительству ПС 35 кВ Глазуново с переводом на нее питания потребителей, запитанных на текущий момент от ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16). Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16) на 09.02.2019 составила 2,5 МВт. Питание ПС 35 кВ Глазуново предполагается по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово.

По проекту развития территории «Малая Топка» к 2024 году планируется, что максимальная мощность нагрузки составит 8,8 МВА, а к 2027 году максимальная мощность достигнет 14,7 МВА.

С учетом переводимой с ПС 110 кВ Карлук нагрузки, суммарная максимальная нагрузка ПС 35 кВ Глазуново к 2024 году составит 12,3 МВА, а к 2027 году составит 17,2 МВА.

При этом суммарный объем переводимой нагрузки на строящуюся ПС 220 кВ Столбово (2х40 МВА) в режиме потребления максимальной мощности составит:

- 32 МВА (шины 10 кВ ПС 220 кВ Столбово + ПС 35 кВ Усть-Куда, ПС 35 кВ Грановщина, ПС 35 кВ Лыловщина);
- 8 МВА (ПС 35 кВ Садоводство);
- 7 МВА (ПС 35 кВ Горная);
- 20 МВА (ПС 35 кВ Западная);
- 12,3 МВА (ПС 35 кВ Глазуново к 2024 году);

Итого 79,3 МВА.

При отключении одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Столбово, загрузка оставшегося достигнет 198%. Возможность перевода в ремонтном режиме нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Урик (2х40 МВА) и ПС 110 кВ Хомутово (2х25 МВА) ограничены неравномерной загрузкой ВЛ 35 кВ (можно перевести питание ВЛ 35 кВ целиком с одной ПС на другую) и мощностью трансформаторов на ПС 110 кВ.

Поэтому целесообразно в 2023 году осуществить перевод ПС 35 кВ Глазуново на напряжение 110 кВ с установкой трансформаторов 2х16 МВА со строительством отпаек 110 кВ от существующей двухцепной ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик. ПС 35 кВ Глазуново будет располагаться вдоль Александровского тракта, в непосредственной близости от коридора прохождения ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик.

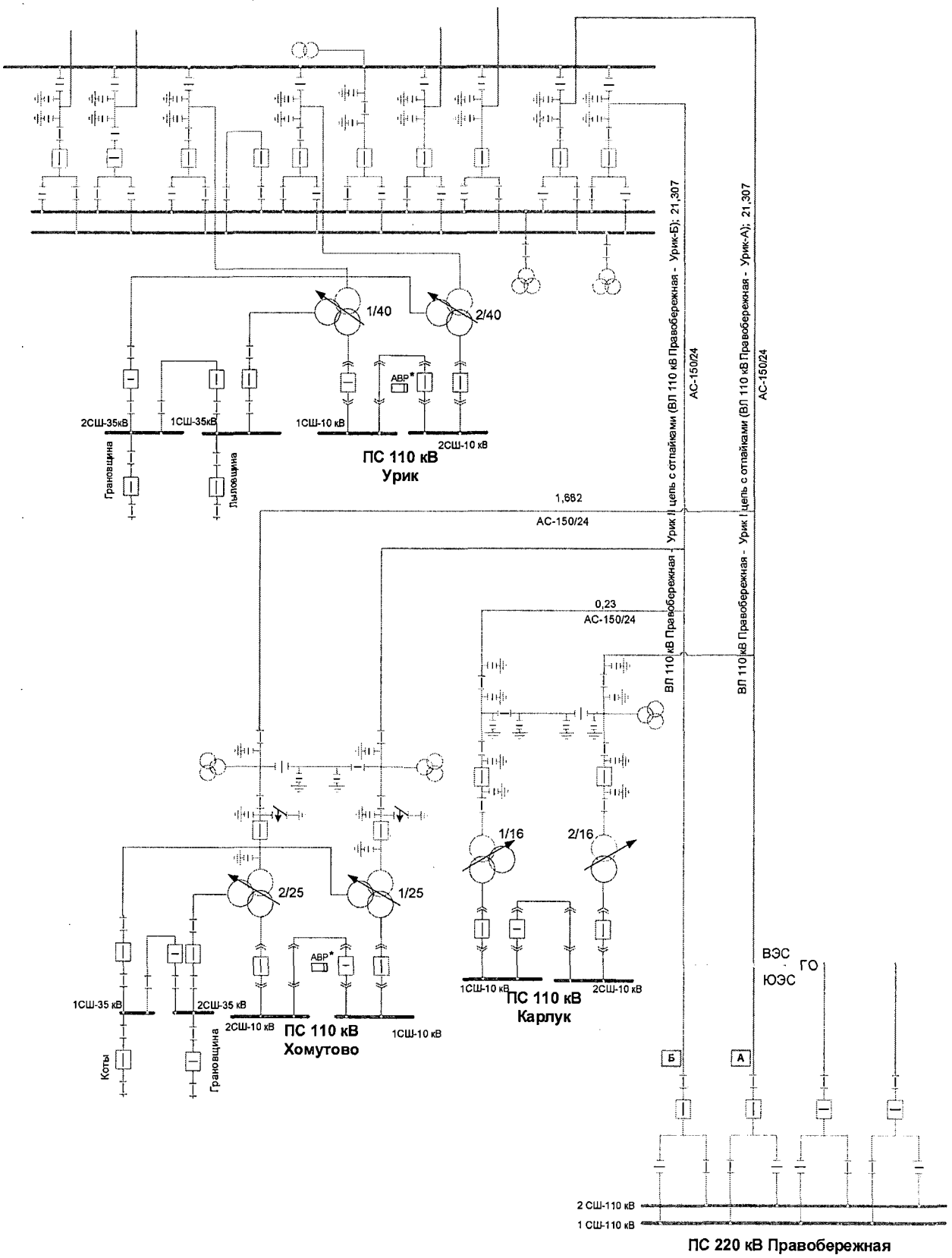


Рис. 4.3. Схема сетей в районе ПС 110 кВ Карлук.

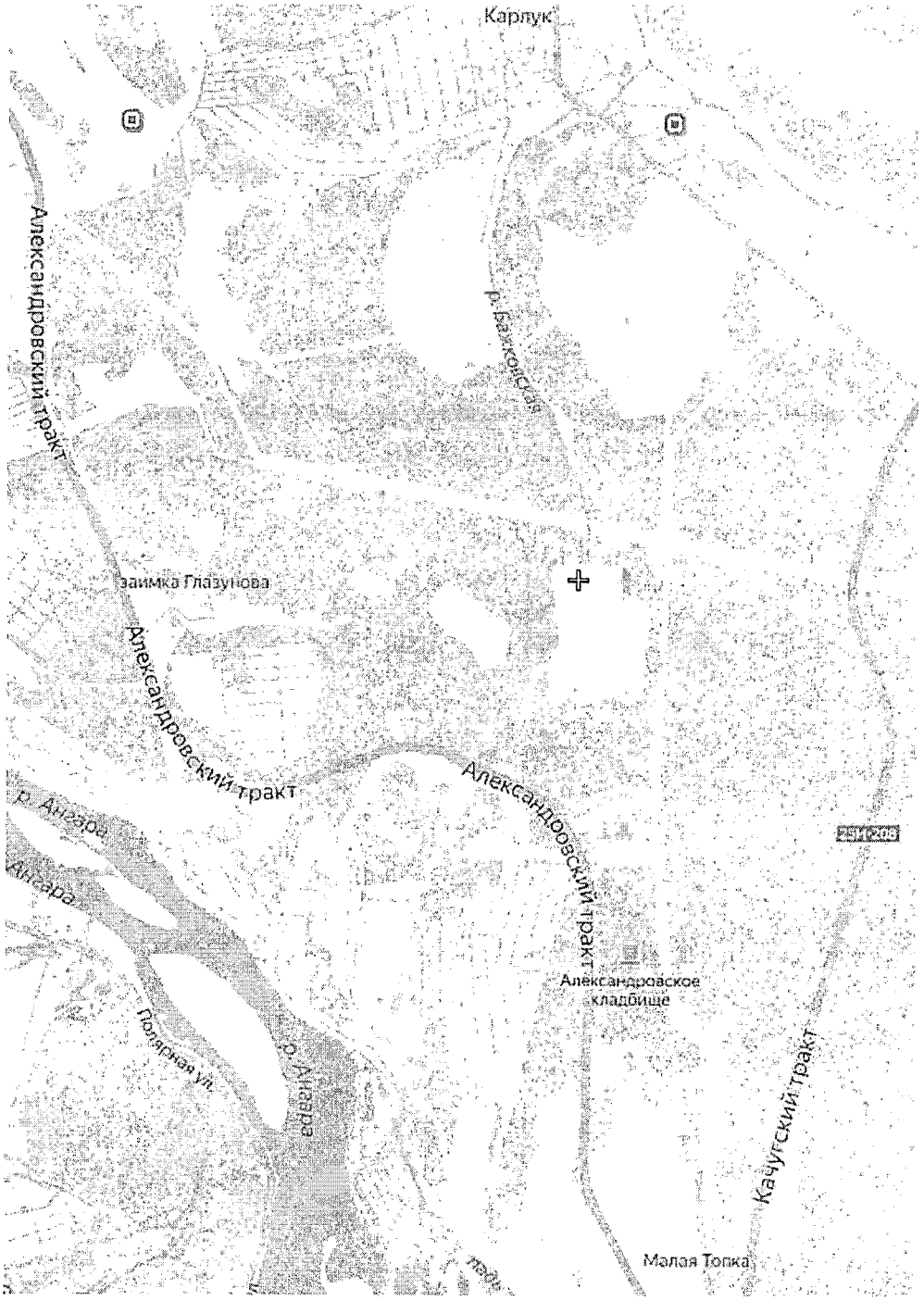


Рис. 4.4. Район посёлка Малая Топка.

ПС 110 кВ Знаменка (реконструкция, установка 2-го трансформатора)

На существующей ПС 110 кВ Знаменка установлен один Т-1 – ТМТН-6300/110/35/10, 1987 г.в.

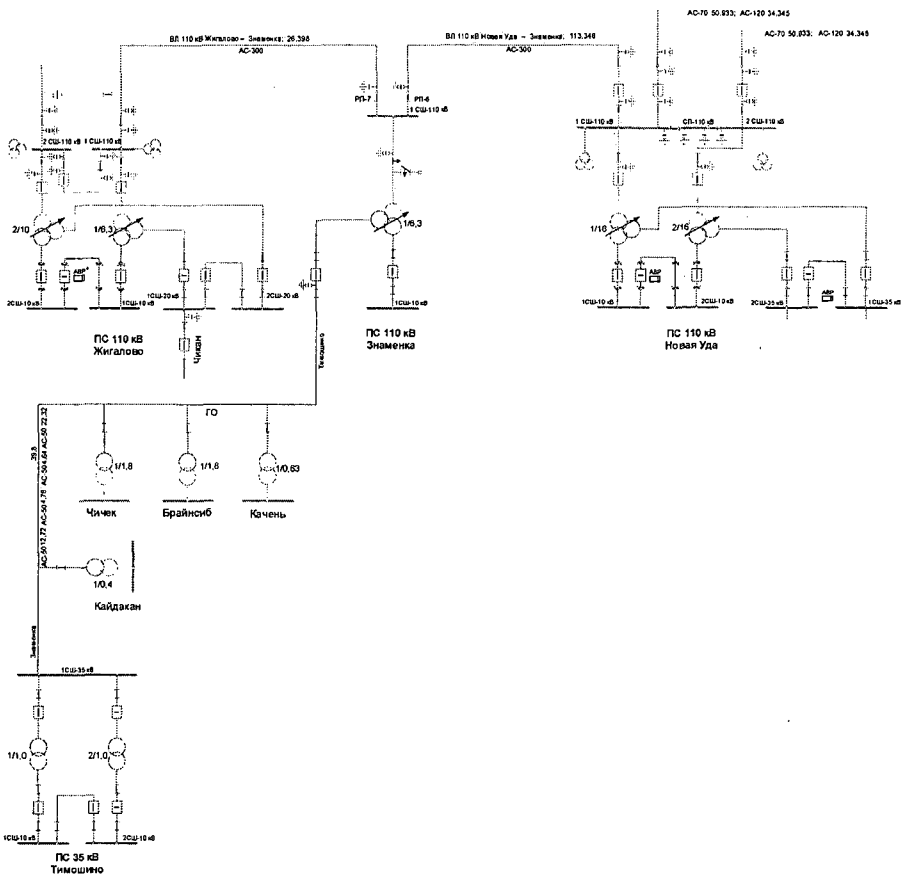


Рис. 1.1.3.7. Схема сети 110-35 кВ в районе ПС 110 кВ Знаменка.

ПС 110 кВ Знаменка является центром питания для 5 ПС 35 кВ в Жигаловском районе, питающихся по ВЛ 35 кВ Знаменка – Тимошено, длиной около 40 км, проходящей в долине р. Илга. Других центров питания для сети 35 кВ в данном районе нет. Расстояние от ПС 110 кВ Знаменка до ПС 110 кВ Новая Уда вдоль трассы ЛЭП составляет 113,3 км. Расстояние от ПС 35 кВ Тимошино до ПС 110 кВ Новая Уда по прямой около 85 км. От данного ЦП питается 12 населенных пунктов.

По данным контрольного замера 14-00 (мск) 19.12.2018 нагрузка трансформатора зафиксирована в объеме: 1,43 МВА (23%);

В случае ремонта или аварийного отключения единственного трансформатора на ПС 110 кВ Знаменка происходит полное отключение 1230 потребителей, в т.ч. 7 школ, 2 д/сада 4 ФАП, 3 электрокотельных. Удаленность ПС 110 кВ Знаменка от ремонтной базы приведет к затягиванию ремонтных работ, что в отдельных случаях даже не гарантирует восстановления электроснабжения потребителей в течение 24 часов (требования для 3-й категории надежности электроснабжения потребителей).

Рекомендуется рассмотреть возможность повышения категории надежности социально значимых объектов (с 3-й на 2-ю категорию), и с учетом

этого предлагается реконструкция ПС 110 кВ Знаменка с установкой второго трансформатора аналогичной мощности (минимальная мощность стандартного трехобмоточного трансформатора 110/35/10 кВ).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Техническое задание 379
Приложение Б. Перечень нормативных документов 398
Приложение В. Перечень электросетевых объектов: линий электропередачи, (авто) трансформаторов напряжением 110–500 кВ 400
Таблица В.1 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ОАО «ИЭСК» 400
Таблица В.2 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «Витимэнерго» 415
Таблица В.3 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ОГУЭП «Облкоммунэнерго» 416
Таблица В.4 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «Братская электросетевая компания» 417
Таблица В.5 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «АЭХК» 417
Таблица В.6 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ООО «АС «Иркутская» 418
Таблица В.7 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ прочих сетевых организаций 418
Таблица В.8 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ потребительские 418
Таблица В.9 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ ОАО «ИЭСК» 419
Таблица В.10 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ АО «Витимэнерго» 423
Таблица В.11 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ ООО «Транснефть-Восток» 424
Таблица В.12 – Сводные данные по ВЛ 500 кВ ОАО «ИЭСК» 424
Таблица В.13 – Сводные данные по КВЛ 500 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири 427
Таблица В.14 – Сводные данные по ВЛ 500 кВ КГКУ «ДКР НП» 427
Таблица В.15 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ВЭС ОАО «ИЭСК» 427
Таблица В.16 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК» 429
Таблица В.17 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК» 431
Таблица В.18 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК» 433
Таблица В.19 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ СЭС ОАО «ИЭСК» 434
Таблица В.20 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД» 436
Таблица В.21 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Витимэнерго» 439
Таблица В.22 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Витимэнергосбыт» 440
Таблица В.23 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ОГУЭП «Облкоммунэнерго» 440
Таблица В.24 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ прочих собственников 440
Таблица В.25 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Братская электросетевая компания» 441
Таблица В.26 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ООО «Транснефть-Восток» 441
Таблица В.27 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» 441
Таблица В.28 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК» 442
Таблица В.29 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК» 443
Таблица В.30 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК» 443
Таблица В.31 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ СЭС ОАО «ИЭСК» 444
Таблица В.32 – Сводные данные по (авто) трансформаторам 220 кВ Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД» 445
Таблица В.33 – Сводные данные по (авто) трансформаторам 220 кВ АО «Витимэнерго» 446
Таблица В.34 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ООО «Транснефть-Восток» 446

Таблица В.35 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ прочих собственников.....446
Таблица В.36 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК» 447
Таблица В.37 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК».....447
Таблица В.38 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ СЭС ОАО «ИЭСК».....447
Таблица В.39 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК» 448
Приложение Г. Перечень основного оборудования электростанций: котлоагрегатов, турбин, генераторов, (авто) трансформаторов напряжением 110–500 кВ.....449
Таблица Г.1.1 – Состав парка турбинного оборудования ПАО «Иркутскэнерго» 449
(паровые турбины) 449
Таблица Г.1.2 – Состав парка турбинного оборудования ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация».....451
(гидравлические турбины).....451
Таблица Г.2 – Состав парка котельного оборудования ПАО «Иркутскэнерго».....452
Таблица Г.3 – Состав парка котельного оборудования районных котельных ПАО «Иркутскэнерго».....455
Таблица Г.4.1 – Сводные данные по генераторам ПАО «Иркутскэнерго» 456
Таблица Г.4.2 – Сводные данные по генераторам ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация».....458
Таблица Г.5 – Состав парка турбинного оборудования электростанций промышленных предприятий.....459
Таблица Г.5.1 – Состав парка турбинного оборудования АО «Витимэнергосбыт».....460
Таблица Г.5.2 – Состав парка турбинного оборудования ООО «Теплоснабжение».....460
Таблица Г.6 – Сводные данные по генераторам электростанций промышленных предприятий.....461
Таблица Г.6.1 – Сводные данные по генераторам АО «Витимэнергосбыт».....461
Таблица Г.7.1 – Состав и состояние парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов электростанций ПАО «Иркутскэнерго» 462
Таблица Г.7.2 – Состав и состояние парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов электростанций.....464
ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация».....464
Приложение Д. Перечень компенсирующих устройств.....466
Приложение Е. Перечень автономных источников (генераторов) для электроснабжения изолированных районов 468

Приложение А
Техническое задание
Приложение №1
к государственному контракту
от 25 декабря 2018 года № 86-ОК/18-2

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2020-2024 годы

1. Основание для проведения работы по формирования схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области (далее – СиПР).

1.1. Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР).

2. Цель, задачи и основные принципы СиПР.

2.1. Основными целями работы по формированию 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.

2.2. Основными задачами работы по формированию СиПР являются:

– разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом демонтажей) 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 надёжного функционирования в долгосрочной перспективе;

– 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;

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

2.3. 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.

3. Взаимосвязь с предшествующими и последующими работами, предлагаемое конкретное использование результатов СиПР.

3.1. Работа должна учитывать:

– Схему и программу развития ЕЭС России на 2019-2025 годы (в случае отсутствия на период разработки СиПР утвержденной в установленном порядке Схемы и программы развития ЕЭС России, учитывать проект Схемы и программы развития ЕЭС России).

– Схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области, утверждённую в установленном порядке в предшествующий период.

– Стратегию развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области до 2015-2020 годов и на перспективу до 2030 года, одобренную распоряжением Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 491-рп.

– Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии).

– Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии).

– Иные работы в сфере электроэнергетики, способствующие выполнению данной работы (при их наличии).

Результаты СиПР используются в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

4. Перечень основных нормативных документов, соответствие которым должно быть обеспечено при разработке СиПР.

4.1. Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

4.2. Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР).

4.3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России, утверждённая в установленном порядке в предшествующий период (проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России);

4.4. Перечень поручений по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (пункт 5 перечня поручений от 1 апреля 2010 года № Пр-839).

4.5. Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

4.6. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности). Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

4.7. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281.

4.8. Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР).

5. Требования к разработке СиПР и ее результатам.

5.1. СиПР формируется на основании:

а) схемы и программы развития Единой энергетической системы России;

б) прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по Иркутской области и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Иркутской области;

в) ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

г) сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

д) предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Иркутской области, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Иркутской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Иркутской области.

5.2. Программа развития электроэнергетики должна включать в себя в отношении каждого года планирования:

а) схему развития электроэнергетики региона;

б) прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый системным оператором по Иркутской области и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Иркутской области, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

в) перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности в границах Иркутской области;

д) перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Иркутской области, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Иркутской области, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям;

е) оценку плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и

перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

5.3. Схема развития электроэнергетики региона, являющаяся неотъемлемой частью программы развития электроэнергетики Иркутской области, разрабатывается с учетом результатов использования перспективной расчетной модели для Иркутской области и должна включать в себя:

а) существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ;

б) существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт;

в) сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ;

г) существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, включая в децентрализованной зоне.

5.4. При разработке СиПР должны учитываться следующие основные принципы:

– схема основной сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществить её поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;

– схема выдачи мощности электростанций (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из шин электростанции, линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь);

– схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надёжность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением

потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора;

– включение генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики региона должно осуществляться при соблюдении принципов, указанных в Постановлении Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР);

– рекомендации о необходимости реконструкции/замены объектов электросетевого хозяйств и объектов генерации в связи с превышением нормативного срока эксплуатации приводятся только при наличии заключения экспертной организации, подтверждающего необходимость замены/реконструкции.

5.5. Сводный отчет должен содержать краткие выводы (сводную информацию) по основным разделам СиПР.

5.6. В СиПР должны быть приведены обосновывающие расчеты и документальные материалы, подтверждающие выводы и заключения СиПР, в том числе, обоснования приведенных данных о превышении срока эксплуатации оборудования (ЛЭП, трансформаторов и оборудования электростанций).

5.7. Каждое из предлагаемых в СиПР мероприятий по сооружению/реконструкции/модернизации электросетевых и генерирующих объектов должно иметь обоснование необходимости его выполнения.

Допускается отсутствие обоснований для мероприятий, имеющихся в утверждённой СиПР ЕЭС (проекте СиПР ЕЭС, направленном в Минэнерго РФ).

5.8. Не допускается включение в СиПР предложений по замене электросетевого и генерирующего оборудования с обоснованиями вида: «реконструкция необходимо в связи со значительным сроком эксплуатации» без наличия в СиПР документа специализированной организации, подтверждающего необходимость выполнения замены данного оборудования.

5.9. Включение в СиПР предложений по сооружению второго источника питания для обеспечения электроснабжения электроприёмников первой и/или второй категорий надёжности электроснабжения возможно только при наличии утверждённых технических условий на технологическое присоединение указанных электроприёмников.

5.10.При определении необходимости выполнения мероприятий по усилению электрической сети должна учитываться допускаемая собственником оборудования перегрузочная способность оборудования и её длительность, а также длительность возникающей на оборудовании перегрузки.

5.11.В СиПР предлагаемые к реализации мероприятия должны быть разделены на мероприятия, необходимые для исключения возможного выхода параметров электрического режима из области допустимых значений, и мероприятия, необходимые для осуществления технологического присоединения.

6. Содержание работы.

6.1. Общая характеристика региона.

Должны быть приведены данные по площади территории, численности населения, перечень наиболее крупных населенных пунктов, основные направления специализации Иркутской области, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания.

6.2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Иркутской области за прошедший пятилетний период, включая децентрализованное электроснабжение.

6.2.1. 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.

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

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

утвержденных технических условий на технологическое присоединение) с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет.

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

6.2.5. 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.

6.2.6. 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.

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

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

6.2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

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

6.2.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоемкость ВРП, электроемкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике).

6.2.12. 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;

– перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция которых выполнены в 2018 г. и выполняются в 2019 г.;

– анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС);

– оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт.

6.2.13. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше, ввод/реконструкция которых выполнены в 2018 г. и выполняются в 2019 г.

6.2.14. Основные внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области.

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

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

6.3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Иркутской области (с учетом требований раздела 5 настоящего технического задания).

6.3.1. В СиПР необходимо отразить особенности функционирования энергосистемы Иркутской области, провести оценку балансовой ситуации и наличия энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, в которых при расчетных условиях выявлено недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима («узких» мест), связанных с:

– наличием энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения;

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

– выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной схеме сети в зимний или летний период, с учетом выполнения режимных мероприятий;

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

– несоответствием отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания.

6.4. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области:

6.4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области.

6.4.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности на пятилетний период по каждому году прогнозируемого периода. Прогноз потребления электрической энергии и мощности берется из базового варианта разработанной и утвержденной в текущем году схемы и программы развития ЕЭС России на час собственного максимума потребления энергосистемы. В случае если на момент разработки СиПР Иркутской области СиПР ЕЭС не утверждена, используется прогноз потребления актуальной редакции проекта СиПР ЕЭС.

6.4.3. В работе может быть представлен дополнительный прогноз потребления электрической энергии (мощности) по данным органов исполнительной власти Иркутской области или на основании умеренно оптимистичного варианта (в случае его разработки) разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС (актуальной редакции проекта СиПР ЕЭС).

6.4.4. Результаты анализа прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС.

При наличии дополнительного варианта потребления электрической энергии и мощности для него должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.

6.4.5. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Иркутской области на час собственного максимума потребления энергосистемы с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме.

6.4.6. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований.

6.4.7. Должна быть установлена величина суммарного потребления тепловой энергии Иркутской области, которая может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии (максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ).

6.4.8. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).

6.4.9. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Иркутской области, а также для обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Иркутской области, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям.

6.4.10. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

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

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

6.4.13. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на 5-летний период.

6.4.14. В работе должны быть 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. Сроки ввода для объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше принимаются в соответствии с разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС. В случае если на момент разработки схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области СиПР ЕЭС не утверждена, используется прогноз потребления актуальной редакции проекта СиПР ЕЭС.

6.4.15. Расчеты электрических режимов должны быть выполнены для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, паводка, 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.

6.4.16. Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться на верифицированных расчетных моделях с использованием современных программных комплексов. Расчетные модели до выполнения расчетов электроэнергетических режимов должны быть согласованы с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

6.4.17. При обосновании мероприятий учесть возможность реализации схемно-режимных мероприятий, обеспечивающих ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, а также величину и длительность перегрузочной способности оборудования, в том числе таких как:

– перевод нагрузки на другие центры питания;

– деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;

– перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергоузлы (энергорайоны);

– замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств РЗА и обеспечения соответствия отключающей способности выключателей токам короткого замыкания;

– изменение активной мощности электростанций;

– изменение реактивной мощности электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;

– включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;

– изменение коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов;

– отключение в резерв ЛЭП.

К выполнению должно быть предложено наиболее эффективное мероприятие, требующее наименьших затрат на его реализацию.

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

6.4.18. В работе должен быть проведен анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также должны быть разработаны рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности.

В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода

6.4.19. По итогам работы должен быть представлен перечень мероприятий, рекомендованных к реализации (для каждого варианта развития), с указанием года ввода в работу (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком реализации), ответственных исполнителей (собственников объектов) с оценкой требуемых объемов финансирования, должны быть представлены краткие технические обоснования для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения..

6.4.20. Предложения по корректировке СиПР ЕЭС (в случае выявления по итогам работы необходимости уточнения перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в СиПР ЕЭС текущего периода, или сроков их реализации) с оформлением отдельным разделом с приложением обосновывающих материалов.

6.4.21. На основании сформированного перечня отразить сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ с выделением сводных данных (для каждого года).

6.4.22. На основании балансов электрической и тепловой энергии, определить потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе.

6.4.23. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных).

6.4.24. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей).

6.4.25. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования.

6.4.26. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований субъекта Российской Федерации на 5-летний период.

6.4.27. Разработанные принципиальные схемы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2019-2023 годы.

6.4.28. Технико-экономическое обоснование с оценкой инвестиционного потенциала для перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области с дизельного топлива на возобновляемые, вторичные энергетические ресурсы, а также местные виды топлива.

6.5. Схема развития электроэнергетики региона.

6.5.1. Схема развития электроэнергетики региона является неотъемлемой частью СиПР, разрабатывается с учетом требований п. 28 Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября

2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

6.5.2. В работе должны быть разработаны карты-схемы для представленных вариантов развития электрических сетей субъекта Российской Федерации на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:

– существующих объектов напряжением 110 кВ и выше;

– перспективных объектов напряжением 110 и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;

– легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.

6.5.3. Карты-схемы должны быть выполнены в редактируемом векторном формате (например, AutoCAD).

7. Исходная информация для разработки региональной программы.

7.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности базового варианта разработанной и утвержденной в текущем году СиПР ЕЭС. В случае если на момент разработки СиПР Иркутской области СиПР ЕЭС не утверждена, используется прогноз потребления актуальной редакции проекта СиПР ЕЭС России по энергосистеме Иркутской области.

7.2. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Иркутской области.

7.3. Ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

7.4. Сведения о действующих договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей и утвержденные технические условия на технологическое присоединение, согласованные системным оператором.

7.5. Предложения системного оператора по развитию распределительных сетей 110 кВ, в том числе, по перечню и размещению

объектов электроэнергетики, полученные на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Иркутской области, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти Иркутской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Иркутской области.

7.6. Отчетные и прогнозные данные о развитии энергетических компаний и крупных потребителей электрической и тепловой энергии.

7.7. В части получения информации по децентрализованной зоне электроснабжения источник информации: администрация муниципального образования Иркутской области, эксплуатирующая организаций, собственников генерации.

8. Этапы и сроки выполнения работ.

В договоре на выполнение работ.

9. Порядок приемки работ.

9.1. Заказчик принимает согласованный разработчиком СиПР с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и заинтересованными организациями (определенными заказчиком) в составе, определенном пунктом 10.1.настоящего технического задания. Список заинтересованных организаций согласовывается заказчиком и разработчиком СиПР (исполнителем) после подписания контракта и оформляется дополнительным соглашением к контракту. Разработчик СиПР (исполнитель) при участии Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, осуществляет согласование СиПР с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и заинтересованными организациями, путем направления последним результатов работ и получения письменных согласований, копии указанных согласований разработчик СиПР направляет заказчику не позднее 1 (одного) дня с момента их получения.

9.2. Сдача и приемка выполненной работы осуществляется путем подписания акта сдачи-приемки научно-технической продукции в сроки, предусмотренные договором. Подписание акта сдачи-приемки работ заказчиком производится только после предоставления разработчиком СиПР (исполнителем) и получения заказчиком полного пакета документации, указанного в п. 10.1 настоящего технического задания.

9.3. Гарантийный срок работы шесть месяцев с момента подписания акта сдачи-приемки научно-технической продукции.

10. Перечень научной, технической и другой документации, подлежащей оформлению и сдаче.

10.1. Научно-технический отчет «Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области», оформленный в соответствии с требованиями следующих документов:

– Закон Иркутской области от 12 января 2010 года № 1-оз (в ред. от 28 июня 2016 года) «О правовых актах Иркутской области и правотворческой деятельности в Иркутской области»;

– Указ Губернатора Иркутской области от 15 апреля 2016 года № 82-уг «Об установлении Правил юридической техники подготовки и оформления правовых актов исполнительных органов государственной власти Иркутской области и лиц, замещающих государственные должности в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области»;

– Указ Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области»;

Типовой макет Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, с анализом функционирования электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области, с перечнем мероприятий, необходимых для реализации схемы развития электроэнергетики области по годам, в печатном виде и в электронном виде в формате doc/docx и pdf, на компакт-диске в трех экземплярах, презентация в редакторе Power Point, географическая карта Иркутской области (далее-карта).

Карта должна содержать:

– территориальное указание субъектов Российской Федерации и делений муниципальных образований Иркутской области;

– наименование городов, поселок городского, сельского типа, сел, сельских администраций;

– пути сообщений (железные автомобильные и грунтовые дороги, тропы);

– объекты газопроводов и воздушных линий электропередач;

– легенду с указанием условных обозначений, путей сообщений, гидрографии административно-территориального деления Иркутской области.

Масштаб карты должен составлять 1:1 000 000.

Размеры карты 1470 х 1470 мм.

Приложение Б
Перечень нормативных документов

Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020-2024 годы разработана на основании и с использованием следующих нормативных документов.

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР).

Схема и программа развития Единой энергетической системы России, утверждённая в установленном порядке в предшествующий период (проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России);

Перечень поручений по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (пункт 5 перечня поручений от 1 апреля 2010 года № Пр-839).

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности).

Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 года № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281.

Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики России от 3 августа 2018 года № 630.

ГОСТ Р 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования.

Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программа субъектов электроэнергетики» (в редакции, действующей на период разработки СиПР).

Приложение В
Перечень электросетевых объектов: линий электропередачи, (авто) трансформаторов напряжением 110–500 кВ

Таблица В.1 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
ВЛ 110 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»									
1	**Иркутская ГЭС - Шелехово (в собственности АО «СУАЛ»)**	**18,511**	АС-400/64 АС-400/93	2	1963	56	Истек		металл
	Отпайки от ИГЭС - Шелехово А, Б, В на:	0,168	АС-400/51						
	ПС Спутник	0,070	АС-95/16	2	1973	46	Истек		металл
	ПС Ерши								
	от цепи А	7,118		2	1975	44		1966	металл
		6,693	АС-120/27						
		0,425	АС-330/43						
	от цепи В	7,262		2	1975	44		1996	металл
		6,837	АС-120/27						
		0,425	АС-330/43						
	от цепи Б	7,113		2					металл
	(вторая цепь питает ПС Изумрудная от ИГЭС - Шелехово А)	6,620	АС-70/11						
		0,493	АС-120/27						
	Ответвление на ПС Изумрудная от отпайки на ПС Ершовская от ИГЭС - Шелехово А, Б	0,030	АС-185/29	2					
2	**Иркутская ГЭС - Шелехово**	**18,060**	АС-300/66	2	1955	64	Истек		металл
	Отпайка на ПС Гончарово от ИГЭС – Шелехово В,Г	1,732	АС-120/19	2	1965	54	Истек		ж/б
3	**Иркутская ГЭС - Мельниково**	**9,610**	АС-185/29	1	1957	62		1983	металл
4	**Мельниково – Максимовская**	**16,570**	АС-185/29	1	1957	62		1983-87	металл
5	**Максимовская - Ново-Ленино**	**11,300**	АС-185/29	1	1957	62		1983-87	металл
6	**ИГЭС - Южная**	**1,272**	АС-300/39	1	1957	62		1976-98	металл
			АС-400/93						
7	**Южная - Пивзавод**	**8,500**	АС-185/29	1	1957	62		1987	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
8	**Пивзавод - Ново-Ленино**	**14,097**	АС-185/29	1	1956	63		1987	металл
	Отпайка на ПС Академическая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	1,195	АС-95/16	2	1969	50	Истек		металл
	Отпайка на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	2,872	АС-120/19	2	1968	51	Истек		металл
	Ответвление на ПС Пассажирская от отпайки на ПС Студенческая от ИГЭС - Мельниково, Южная - Пивзавод	0,053	АС-120/19	1	1992	27			ж/б
	Отпайка на КТПБ Мельниковская от ИГЭС - Мельниково, Мельниково - Максимовская	0,023	АС-185/24	1	1983	36			
	Отпайка на ПС Глазково от Пивзавод - Ново-Ленино, Мельниково - Максимовская	4,675	АС-150/34	2	2001	18			металл
	Отпайка на ПС ИЗКСМ от Пивзавод - Ново-Ленино, Максимовская - Ново-Ленино	3,345	АС-95/16	2	1988	31			металл
9	**Ново-Ленино - Иркутск сорт.тяг.**	**2,000**	АС-120/19	2	1956	63		1995	мет.ж/б
10	**Иркутская ГЭС - Южная**	**1,372**	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636"	1	1957	62		1976,1996, 2011	металл
11	**Иркутская ГЭС - Кировская**	**9,103**	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636" ACCR 427-T13 24/7	1	1960	59		1996,1999, 2010, 2011	металл
12	**Южная - Кировская**	**8,135**	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636" ACCR 427-T13 24/7	1	1960	59		1999,2010, 2011	металл
	Отпайки от ВЛ ИГЭС - Кировская, Южная - Кировская на :								
	ПС Цимлянская	0,023	АС-150/24	2	1968	51	Истек		металл
	ПС Центральная	0,016	АС-150/24	2	1987	32			металл
	ПС Октябрьская	0,012	ACCR 427-T13 24/7	2	1968	51		1999	металл
	ПС Печная	0,010	АС-150/24	2	1991	28			металл
13	**Шелехово - Луговая**	**3,154**	АС-120/19	2	1986	33			металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
14	**Шелехово - Рассоха**	**20,900**	АС-300/48 АС-120/19	1	1955	64		1987	металл
15	**Рассоха - Подкаменная**	**16,610**	АС-300/66	1	1955	64		1987	металл
			АС-120/19						
16	**Шелехово - ЭТЦ**	**0,830**	АС-240/39	2	1987	32			металл
	(в собственности АО "СУАЛ")		АС-300/48						
			АС-240/39						
17	**Шелехово - Большой Луг**	**16,060**	АС-300/48	1	1955	64	Истек	1974	металл
			АС-120/19						
			АС-185/29						
18	**Большой Луг - Подкаменная**	**23,972**	АС-120/19	1	1955	64	Истек	1974	металл
			АС-300/66						
19	**Слюдянка - Подкаменная**	**34,980**	АС-120/19	1	1955	64	Истек		металл
			АС-300/66						
20	**Подкаменная - Андриановская**	**21,076**	АС-120/19	1	1955	64	Истек	1974	металл
			АС-300/66						
21	**Андриановская - Слюдянка**	**16,145**	АС-120/19	1	1955	64	Истек	1974	металл
			АС-300/66						
	Отпайки от ВЛ Слюдянка - Подкаменная, Андриановская - Слюдянка на:								
	ПС Ангасолка	3,240	АС-120/19	2	1968	51	Истек		металл
	ПС Рудная	10,710	АС-185/29	2	1999	20			металл
22	**Байкальская - Нагорная**	**1,470**	АС-185/29	2	1970	49	Истек	1976	металл
	Отпайки от ВЛ Байкальская - Нагорная А, Б на:								
	ПС Релейная	0,718	АС-120/19	2	1972	47	Истек	1975	металл
	ПС Южная (от цепи А)	3,599		1	1974	45	Истек		металл
		3,219	АС-95/16						
		0,380	АС-185/29						
23	**ВЛ 110 кВ Восточная – Туристкая I, II цепь**	**62,919**		2	1974	45		1976, 2015	мет,ж/б
		21,787	АСПТ-400/51						
		41,132	АС-185/24						
	Отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на:								
	ПС Приморская	1,084	АС-150/24	2	1977	42	Истек		мет,ж/б
	ПС Молодежная	0,658	АС-150/24	2	1983	36			металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Ответвление на ПС Березовая от отпайки от ВЛ Байкальская - Туристская на ПС Молодежная	1,217	АС-300/39	2	2010	9			металл, ж/б
	ПС Летняя	2,957	АС-95/16	2	1974	44	Истек	-	ж/б
	ПС Сосновая	1,071	АС-95/16	2	1986	32		-	металл
	ПС Байкальская	14,524		2	1974	44	Истек	1976	металл, ж/б
		6,798	АС-300/39						
		7,726	АС-185/29						
24	**Туристская - Лиственка**	**4,980**	АС-120/19	2	1998	21			металл
	Включена на напр.35 кВ	1,260	АС-120/19	1	1998	21			металл
25	**Правобережная - Кировская**	**6,876**	АС-185/29	2	1973	46		1979, 1996	металл
	Отпайки от ВЛ Правобережная - Кировская на								
	ПС Рабочая	2,340	АС-185/29	2	1973	46		1999	металл
	ПС Знаменская	0,050	АС-185/29	1	1972	47		1999	металл
	ПП 110 кВ на ПС Городская	0,005	АС-185/29	2	2008	11			
26	**Восточная – Правобережная I, II цепь**	**14,388** 12,647 1,741	АС-95/16 АС-95/16	2	1963	56		1979, 2015	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Правобережная I, II цепь на ПС Пивовариха	7,168	АС-120/19	2	1971	48	Истек		металл
	ВЛ 110 кВ ВЭС ОАО «ИЭСК»								
27	**Правобережная - Урик**	**23,887**	АС-150/24	2	1986	33		2010	мет,ж/б
	Отпайки от ВЛ Правобережная - Урик А,Б на :								
	ПС Карлук	0,216	АС-150/24	2	1976, 86	43, 33			мет,ж/б
	ПС Хомутово	1,696	АС-150/24	2	1979	40			мет,ж/б
27а	**Урик - Усть-Орда**	**49,807**	АС-150/24	2	1986	33		2010	мет,ж/б
28	**ТЭЦ-10 - Урик**	**35,246**	АСКП-240/32	2	2009, 2010	10, 9			мет,ж/б
			АС-240/32						
			АС-300/66						
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-10 - Урик Б на ПС Никольск	27,475	АС-95/16	1	1970	49		1995	мет,ж/б
29	**Усть-Орда - Никольск**	**21,430**	АС-95/16	1	1970	49		1996	мет,ж/б

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
30	**Усть-Орда - Тихоновка**	**60,800**	АС 120/19	2	1964	55		2017	мет,ж/б.
31	**Оса - Тихоновка**	**35,420**	АС-95/16	1	1964	55		1990	дер,ж/б.
	Отпайка от ВЛ Оса - Тихоновка на ПС Енисей	7,290	АС-120/19	2	1990	29			мет,ж/б
32	**Оса - Бохан**	**23,970**	АС-150/24	1	2000	16			мет,ж/б
33	**Оса - Новая Уда**	**91,390**	АС-70/11	2	1964	52		1990	ж/б
			АС-120/19						
	Отпайки от ВЛ Оса - Новая Уда А, Б на:								
	ПС Бильчир	1,500	АС-70/11	1	1965	54	Истек		дер.
	ПС Ново-Ленино	12,300	АС-70/11	1	1977	43	Истек		ж/б
34	**Жигалово - Знаменка**	**26,618**	АС-300/39	1	1973	46		2006	металл
			АС-120/19						
			АС-150/24						
35	**Новая Уда - Знаменка**	**113,346**	АС-300/39	1	2005	14			металл
36	**Усть-Орда-Баяндай**	**67,380**	АС-150/24	2	1990	29		1998	мет,ж/б.
	Отпайки от ВЛ Усть-Орда - Баяндай А, Б на:								
	ПС Олой	0,240	АС-150/24	1	1977	42	Истек		
	ПС Ользоны	2,300	АС-95/16	1	1973	46	Истек		ж/б
37	**Баяндай - Качуг**	**115,720**	АС-150/24	2	1990	29		1998	мет,ж/б.
	Отпайки от ВЛ Баяндай - Качуг А, Б на:								
	ПС Хогот	3,220	АС-70/11	2	1982	37			ж/б
	ПС Манзурка	3,700	АС-150/24	2	1963	56	Истек		мет,ж/б.
	ПС Хорбатово	4,930	АС-150/24	2	1993	26			мет,ж/б.
38	**Баяндай - Еланцы**	**72,800**	АС-185/29	2	1994	25			мет,ж/б.
	Отпайка ВЛ Баяндай - Еланцы А, Б на ПС Косая Степь	0,025	АС-185/29	2	1995	24			
39	**Качуг - Жигалово**	**117,050**	АС-120/19	1	1988	31			мет,ж/б
			АС-400/51						
40	**Усть-Орда - Электрокотельная**	**3,200**	АС-120/19	1	1987	32			мет,ж/б
41	**Усть-Орда - Гаханы**	**46,940**	АС-150/24	2					мет,ж/б.
ВЛ 110 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»									
42	**ТЭЦ-10 - ГПП-1 ПС Иркутская (до ГПП-2)**	**7,154**	2хАС-500/64	2	1960	59	Истек		мет.
	ТЭЦ-10 (блок 3) - ГПП-2	7,530	2хАС-500/64						
43	**ТЭЦ-10 (блок 4) - ГПП-1 (до ГПП-2)**	**7,042**	2хАС-500/64	2	1960	59	Истек		мет.
	ТЭЦ-10 (блок 5) - ГПП-2								

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
44	**ТЭЦ-10 (блоки 6 и 7) - ГПП-2**	**6,951**	2хАС-500/64	2	1961	58	Истек		мет.
45	**ТЭЦ-10 (блок 8) - ГПП-2**	**6,954**	2хАС-500/64	2	1962	57	Истек		мет.
46	**ТЭЦ-10 - Ново-Ленино**	**22,732**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
47	**Ново-Ленино - Мегет**	**22,972**	АС-185/29	1	1958	61	Истек	1972	металл
48	**ТЭЦ-10 - Мегет**	**8,200**	АС-185/29	1	1958	61	Истек	1972	металл
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Ново-Ленино, ТЭЦ-10 - Мегет на:								
	ПС ПРП	0,314	АС-70/11	2	1973	46	Истек		металл
	ПС Водозабор-2	1,599	АСКП-185/29	2	2010	9			металл
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Ново-Ленино, Ново-Ленино - Мегет на:								
	ПС Пионерская	24,600	АС-185/29	2	1966	53	Истек		металл
	ПС Западная	1,320	АС-185/29	2	1972	47	Истек		металл
	Ответвление от отпайки на Пионерскую на ПС Юбилейная	1,400	АС-95/16	2	1973	46	Истек		металл
49	**ТЭЦ-10 - Водозабор №1**	**7,343**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
50	**Водозабор №1 - ТЭЦ-9**	**5,489**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
51	**ТЭЦ-10 - ТЭЦ-9**	**15,502**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
	Отпайки от ВЛ ТЭЦ-10 - Водозабор №1, ТЭЦ-10 - ТЭЦ-9 на:								
	ПС Суховская	0,350	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
	ПС Водозабор-1	1,112	АС-185/29	1	1982	37			мет.
52	**ТЭЦ-9 - ЦРП-2**	**2,700**	А-400						металл
53	**ТЭЦ-9 - ТЭЦ-1**	**5,345**	АС-185/29	2	1957	62	Истек		металл
			АС-185/29						
54	**ТЭЦ-9 - Мирная**	**3,460**	АС-185/29		1957	62		2007	металл
55	**Мирная - ТЭЦ-1**	**3,239**	М-120		1957	62		2007	металл
56	**ТЭЦ-9 - Ангарская**	**5,135**	АС-500/64	1	1967	52	Истек		металл
			АСК-300/39						
			АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 - Ангарская на ПС Промышленная	0,341	АС-185/24	1	1988	31			металл
57	**ТЭЦ-9 - ГПП-2 ПС Иркутская**	**8,215**	2хАС-500/64	1	1967	52	Истек		металл
			2хАС-300/39						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			2хАС-400/93						
	Отпайка от ТЭЦ-9 - ГПП-2 ПС Иркутская на ПС Ангарская	3,426	АС-185/29	1	1967	52	Истек		металл
	Ответвление на ПС Промышленная от отпайки на ПС Ангарская	0,243	АС-185/24	1	1967	52		1988	металл
	Отпайка от ВЛ ТЭЦ-9 - ГПП-2 на ПС Н-3	0,500	АС-120/19						
58	**ГПП-2 ПС Иркутская - Прибрежная**	**17,452**	АС-185/128	2	2010	9			металл
			АС-185/29						
59	**ТЭЦ-9 - УП-12**	**7,246**	АС-400/64	1	1970	49	Истек	1975	металл
			АС-400/51						
			АС-300/39						
60	**ТЭЦ-9 - УП-8**	**2,166**	АС-400/51	1	1983	36			металл
61	**УП-12 - УП-10**	**2,082**	АС-400/51	1	1963	56	Истек		металл
			АС-300/39						
62	**ТЭЦ-9 - УП-10**	**5,187**	АС-400/51	1	1981	38			металл
63	**ТЭЦ-9 - УП-11**	**6,584**	АС-400/51	1	1983, 2005	36, 14			металл
			АС-240/32						
64	**ТЭЦ-1 - УП-15**	**3,150**	М-120	2	1958	61		1980	металл
			М-120						
			АС-185/29						
			АС-185/29						
65	**УП-15 - УП-11**	**1,577**	А-300	1	1970	49	Истек		металл
			АС-300/39						
66	**УП-15 - УП-12**	**25,994**	А-400	2	1981	38			металл
			АС-300/39						
			АС-300/48						
			АС-400//64						
			А-400						
			АС-300/39						
			АС-300/48						
67	**УП-15 - УП-8**	**5,366**	АС-240/32	1	1970, 1981,	49, 38			металл
			АС-300/39		1983,	36,			

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
					2005	14			
	Отпайка от ВЛ УП-15 - УП-8 на ПС ЦРП-2	3,500		1					металл
		2,000	А-400						
		1,500	АС-120						
68	**УП-15 - Цемзавод**	**5,326**	АС-185/29	2	1958	61		1980	металл
69	**Цемзавод - Усольская**	**27,600**	АС-185/29	1	1958	61		1982	металл
70	**ТЭЦ-11 - Усольская**	**7,330**	АС-185/29	1	1958	61		1982	металл
71	**Вокзальная - Цемзавод**	**28,157**	АС-185/29	1	1958	61	Истек	1972	металл
	Отпайки от ВЛ Цемзавод - Усольская, Вокзальная - Цемзавод на:								
	ПС Тельма	0,478	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
	ПС ЗГО	2,800	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
	Ответвление на ПС Усольмаш от отпайки на ПС ЗГО	0,325	АС-120/19	2					
72	**ТЭЦ-11 - Вокзальная**	**8,272**	АС-185/29	1	1958	61	Истек	1972	металл
73	**Тельма - Б.Жилкино**	**22,000**	АС-95/16	2	1970	49	Истек		металл
74	**ТЭЦ-11 - Карбидные печи**	**0,428**	АС-300/48	2	1966	53	Истек		металл
75	**ТЭЦ-11 - Белореченск**	**10,510**	АС-185/29	1	1956	63		1985	мет,ж/б
76	**Белореченск - Лесозавод**	**35,422**	АС-185/29	1	1956	63		1985	мет,ж/б
77	**ТЭЦ-11 - Мальта**	**14,433**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
78	**Мальта - Лесозавод**	**27,408**	АС-185/29	1	1958	61	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Белореченск - Лесозавод, Мальта - Лесозавод на ПС Половина	2,930	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
79	**Лесозавод - Черемхово**	**29,190**	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Лесозавод - Черемхово А, Б на ПС Огнеупоры	4,800	АС-95/16	2	1973	46	Истек		металл
80	**Черемхово - Свирск**	**24,773**	АС-185/29	2	1975	44	Истек		мет,ж/б
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Свирск А на ПС Оса	87,597	АС-185/29	1	1981	38			мет,ж/б
			АС-300/204						
			АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Свирск А, Б на ПС Карьерная	16,000	АС-70/11	2	1990 и 91	29, 28			металл
81	**Черемхово - Забитуй**	**29,541**	АС-300/66	1	1958	61	Истек		металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			АС-185/29						
82	**Забитуй-Головинская**	**37,163**	АС-300/66	1	1958	61	Истек		металл
			АС-185/29						
83	**Черемхово - Кутулик**	**58,942**	АС-300/66	1	1958	61	Истек	1972	мет,ж/б
			АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ Черемхово - Забитуй, Черемхово - Кутулик на ПС Жаргон	7,910	АС-185/29	2	1958	61	Истек		металл
84	**Кутулик - Головинская**	**20,983**	АС-300/66	1	1958	61	Истек	1972	мет,ж/б
			АС-300/39						
85	**Головинская - Залари**	**28,697**	АС-185/29	1	1959	60	Истек		металл
86	**Головинская - Бахтай**	**40,467**	АпС-120/19	1	1987	32		2000	мет,ж/б
	Отайка от ВЛ Головинская - Бахтай, на ПС Алтарик	0,020	АпС-120/19	1	1987	32		2000	металл
87	**Залари-Солерудник**	**25,410**	АС-185/29	1	1959	60	Истек	1978	металл
			АС-240/39						
			АСК-185/29						
88	**Солерудник - Новозиминская**	**54,445**	АС-185/29	1	1959, 1983	60, 36		1978	металл
			АС-240/39						
	Отпайка от ВЛ Залари-Солерудник, Солерудник - Новозиминская на ПС Тыреть тяг.	0,213	АС-240/39	2	1959	60	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Солерудник - Новозиминская на ПС Зима тяг.	2,408	АС-185/29	1	1959	60	Истек		металл
89	**Головинская - Заря**	**24,323**	АС-185/29	1	1959	60, 26		1984, 1993	металл
90	**Головинская - Иваническая**	**39,650**	АС-120/19	2	1988	31, 21		1998	мет,ж/б
91	**Заря - Делюр**	**31,239**	АС-185/29	1	1959	60, 26		1984, 1993	металл
92	**Делюр - Зима тяг.**	**44,681**	АС-185/29	1	1959	60	Истек		металл
93	**Балаганск - Ново-Нукуты**	**57,400**	АС-150/24	1	1989	30		2000	ж/б
94	**Ново-Нукуты - Бахтай**	**34,930**	АС-150/24	2	1994	25		1997	мет,ж/б.
ВЛ 110 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»									
95	**Зима тяг.-Новозиминская**	**3,151**	АС-185/29	2	1978	41	Истек		металл
96	**Новозиминская - Балаганск**	**72,348**	АпС-120/19	1	1984	35			мет.дер.
			АпСК-120/19						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
97	**Новозиминская - ГПП-1**	**7,986**	АСК-400/51	1	1980	32			металл
98	**ГПП-1 - Новозиминская ТЭЦ**	**4,821**	АСК-400/51	1	1981	38			металл
99	**Новозиминская - ГПП-2**	**8,713**	АСК-400/51	1	1981	38			металл
100	**ГПП-2 - Новозиминская ТЭЦ**	**1,754**	АСК-400/51	1	1981	38			металл
101	**Новозиминская ТЭЦ - Ока**	**14,452**	АСК-185/29	2	1974-94	45, 25			ж/б.мет.
			АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Ока на Зиминский с/х комплекс	8,740	АпС-120/19	2	1986	33			ж/б.мет.
102	**Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская**	**9,984**	АС-400/51	2	1961	58		1980	металл
	Отпайка от ВЛ Новозиминская ТЭЦ - Новозиминская на ПС Стройбаза	0,110	АС-185/29	2	1961	58	Истек	1961	металл
103	**Новозиминская ТЭЦ - Харик**	**39,900**	АС-185/29	1	1961	58		1980	металл
104	**Новозиминская ТЭЦ - Куйтун**	**49,974**	АпС-185/29	1	1961	58		1980	металл
			АС-185/29					1995	
	Отпайка от ВЛ НЗТЭЦ - Харик, НЗТЭЦ - Куйтун на НПС Кимильтей	2,374	АС-185/29	2	1968	51		2006	ж/б
105	**Харик - Куйтун**	**17,858**	АпС-185/29	1	1961	58	Истек	1975	металл
			АС-185/29					1995	
106	**Куйтун - Тулюшка**	**32,490**		1	1961	58		1980	металл
		0,032	АпС-185/29					1995	
		32,458	АС-185/29						
107	**Куйтун - Тулун**	**64,390**	АпС-185/29	1	1961	58	Истек	1975	металл
			АС-185/29					1995	
108	**Тулюшка - Тулун**	**36,100**	АС-185/29	1	1961	58	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Куйтун - Тулюшка на ПС Майская	0,030	АС-95/16	2	1964	55	Истек		
	Отпайка от ВЛ Куйтун - Тулун, Тулюшка - Тулун на ПС Нюра	1,100	АС-185/29	2	1961	58	Истек		металл
109	**Тулун - Шеберта**	**59,075**	АС-300/66	2	1961	58		1983	металл
			АС-185/29						
	Отпайки от ВЛ Тулун - Шеберта А, Б на:								
	ПС Котик	Рядом с ВЛ	АС-185/29	2	1964	55	Истек		
	ПС Будагово	1,750	АС-185/29	2	1961	58	Истек		металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
110	**Шеберта-Худоеланская**	**17,371**	АС-185/29	1	1961	58		1983	металл
111	**Шеберта - Нижнеудинск**	**63,231**	АС-185/29	1	1961	58		1983	металл
112	**Худоеланская - Нижнеудинск**	**50,462**	АС-185/29	1	1961	58	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Шеберта - Нижнеудинск, Худоеланская - Нижнеудинск на ПС Рубахино	0,065	АС-185/29	2	2007	12			металл
113	**Шеберта - Катарбей**	**40,300**	АпС-120/19	1	1986	33			мет.ж/б
114	**Тулун - НПС**	**12,604**	АС-95/16	2	1972	47	Истек		мет,ж/б
	Отпайка от ВЛ Тулун - НПС на ПС Стеклозавод	5,552	АС-150/19	2	1978	41			мет,ж/б
			АпС-120/19						
			АС-95/16						
115	**Тулун - Бадар**	**26,089**	АС-120/19	1	1968	51	Истек	1973	мет,дер
			АС-185/29						
	Отпайка ОТ ВЛ Тулун - Бадар на ПС Азейская	0,574	АС-120/19	1	1968	51	Истек		металл
116	**Тулун - Азейская**	**3,473**	АС-120/19	1	1968	51	Истек	1973	металл
	Отпайка от ВЛ Тулун - Бадар, Тулун-Азейская на ПС ЦЭП ТУР	7,757	АС-120/19	1	1968	51	Истек		металл
117	**Тулун - Алгатуй**	**41,500**	АпС-150/34	2	1987	32			металл, ж/б
118	**Тулун - Гуран**	**28,950**	АС-120/19	2	1998	21			ж/б
	(включена на 10 и 35 кВ)	1,520	АС-120/19	1	1998	21			ж/б
119	**Нижнеудинск - ВРЗ**	**14,900**	АС-185/29	1	1961	58		1984	металл
120	**ВРЗ - Замзор**	**63,771**	АС-185/29	1	1961	58		1984	металл
121	**Нижнеудинск - Водопад**	**11,670**	АС-185/29	1	1961	58		1984	металл
122	**Водопад - Замзор**	**60,937**	АС-185/29	1	1961	58		1984	металл
	Отпайка от ВЛ ВРЗ - Замзор, Водопад - Замзор на ПС УК	0,530	АС-185/29	2	1961	58	Истек		металл
123	**Замзор - Силикатная**	**35,752**	АС-300/66	1	1961	58		1986	металл
			АС-300/39						
124	**Силикатная - Тайшет**	**58,771**		1	1961	58		1986	металл
			АС-300/66						
			АС-300/39						
125	**Замзор - Тайшет**	**79**	АС-300/66	1	1961	58	Истек	1972	мет.ж/б
	Отпайка от ВЛ Замзор - Силикатная, Замзор - Тайшет								

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	на ПС Топорок	2,270	АС-300/39	2	1961	58	Истек	1972	мет.ж/б
	на ПС Алзамай	Рядом	с ВЛ (30 м)	2	1961	58	Истек		-
	Отпайка от ВЛ Силикатная - Тайшет, Замзор - Тайшет на ПС Облепиха	1,960	АС-185/29	2	1961	58	Истек		металл
126	**Тайшет-Абакумовка тяг.(до гр.отв.)**	**127,300**	АС-150/24	2	1965	54	Истек		мет.ж/б
	Тайшет-Кварцит тяг.(до гр.отв.)	28,300 (+58)							
127	**Бирюса - Тайшет**	**18,280**		1	1961	58	Истек	1975	металл
128	**Тайшет - Тайшет тяг.**	**14,235**	АС-300/48	1	1961	58	Истек		металл
	Отпайка от ВЛ Бирюса - Тайшет, Тайшет - Тайшет тяг. на ПС НП-17	0,870	АС-120/19	2	1968	51	Истек		мет.ж/б
129	**Бирюса - Юрты (до гр. отв.)**	**8,140**	АС-300/48	1	1961	58	Истек	1975	металл
			АС-300/39						
130	**Решеты - Тайшет тяг. (до гр. отв.)**	**15,330**	АС-300/48	1	1961	58	Истек		металл
131	**Тайшет - ЗСМ**	**2,700**	АС-185/29	2	1994	25			металл
132	**Ново-Чунка - Тайшет**	**85,136**	АС-300/39	1	1964	55	Истек		мет.ж/б
133	**Ново-Чунка - Тайшет-Восточная**	**85,500**	АС-300/39		1964	55		1986	мет.ж/б
134	**Тайшет-Восточная - Тайшет**	**1,095**	АС-300/39		1964	55		1986	мет.ж/б
	Отпайка о ВЛ Ново-Чунка – Тайшет, Ново-Чунка – Восточная на Невельскую	0,500	АС-300/39	2	1964	55	Истек		мет.ж/б
135	**Чуна тяговая - Ново-Чунка**	**34,750**	АС-185/29	2	1964	55		1973, 1983	ж/б.мет.
			АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ Чуна тяговая – Ново-Чунка на ПС Лесогорская	0,193	АС-300/39	2	1964	55	Истек		
136	**Чуна - Чуна тяговая**	**9,055**	АС-240/32	1	1997	22			ж/б.мет.
137	**Чуна - Огневка**	**74,756**	АС-240/32	1	1998	21			металл
			АС-300/48						
			АС-300/66						
			АС-330/43						
138	**Чукша - Чуна тяговая**	**37,966**	АС-240/32	1	1998	21			металл
139	**Огневка - Чукша**	**44,337**	АС-240/32	1	1998	21			металл
			АС-300/66						
			АС-330/43						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
ВЛ 110 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»									
140	**Огнёвка – Чуна Док** (оп.1-109)	**(38,121)**	АС-240/32	1	1998	21	Не истек		металл
141	**Огнёвка – Чукша** (оп.1-109)	**(38,175)**	АС-240/32	1	1998	21	Не истек		металл
142	**МПС - Опорная**	**20,493**	АС-185/29	1	2000	19	Не истек	2017	металл
			АС-240/32						
			АС-330/43						
	Отпайка о ВЛ МПС - Опорная на ПС Вихоревка	0,760	АС-185/29	1	1964	55	Истек		дерево
143	**МПС - Огневка**	**66,367**	АС-185/29	1	2000	19	Не истек	2017	металл
			АС-330/43						
	Отпайка от ВЛ МПС - Огневка на ПС Вихоревка	0,760	АС-240/32	1	1964	55	Истек		дерево
	Отпайка от ВЛ МПС - Опорная, МПС - Огневка на ПС Солнечная	0,826	АС-120/19	2	1997	22	Не истек		металл
144	**Опорная - Турма тяг.**	**34,296**	АС-185/29	1	2000	19	Не истек	2017	металл
			АС-240/32						
			АС-330/43						
145	**Турма тяг.- Огневка**	**24,080**	АС-185/29	2	2000	19	Не истек	2017	металл
146	**БЛПК – Насосная А,Б**	**6,900**	АС-70/11	2	1973	46	Истек	2016	металл
			АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Насосная на ПС Южная	1,200	АС-70/11	2	1968	51	Истек		металл
147	**БЛПК - Западная**	**7,500**	АС-185/29	2	1964	55	Истек	2017	Металл
	Отпайки от ВЛ БЛПК - Западная А, Б на:								
	ПС Северная	4,100	АС-185/29	2	1970	49	Истек		металл
	ПС Городская	2,000	АС-185/29	2	1982	37	Не истек		металл
148	**БЛПК - Промбаза А,Б**	**3,500**	АС-70/11	1	1965	54	Истек	2016	дерево
	Отпайка от ВЛ БЛПК - Промбаза А на ПС №18	0,500	АС-70/11	1	1970	49	Истек		дерево
149	**БЛПК - ТЭЦ-6 – 1,2**	**0,730**	АС-185/29	2	1968	51	Истек	2016	металл
150	**БЛПК – ЛДК А,Б**	**0,660**	АС-120/19	2	1973	45	Не истек	2016	металл
151	**БЛПК – Хлорный А,Б**	**4,900**	АСК-185	1	1982	39	Не истек		металл
			АСК-185	1	1982	39	Не истек		металл
152	**Опорная - Кузнецовка**	**17,660**	АпС-120/19	1	1994	25	Не истек	2017	металл
153	**Опорная - Калтук**	**16,000**	АпС-120/19	1	1994	25	Не истек	2017	металл
		1,660	АпС-150/24						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ Опорная - Кузнецовка, Опорная - Калтук на ПС Моргудон	4,600	АпС-120/19	2	1999	20	Не истек		металл
154	**Падун - Западная**	**29,190**	АЖ-150	1	1981	38	Не истек	2016	металл
155	**Падун - Инкубатор**	6,024	АЖ-150	1	1981	38	Не истек	1982, 2016	металл
156	**Инкубатор - Западная**	26,214	АЖ-150	1	1981	38	Не истек	1982, 2016	металл
	Отпайка от ВЛ Падун - Западная, Инкубатор - Западная на ПС Бикей	Рядом с ВЛ		1	1982	37	Не истек		
157	**Западная – Котельная А,Б**	**3,100**		2	1982	37	Не истек	2015	металл
		Котельная А	АС-150/24						
		Котельная Б	АС-95/16						
158	**Падун – Гидростроитель 1,2**	**10,790**	АС-185/29	2	1979	40	Истек	1988, 2015, 2016, 2017	металл
	Отпайка от ВЛ Падун - Гидростроитель на ПС КПД		нет данных						
159	**Гидростроитель – Заводская 1,2**	**4,540**	АС-185/29	2	1975	44	Истек	1988, 2016	металл
			АС-120/19						
	Отпайки от ВЛ Гидростроитель - Заводская на:ПС СТЭМИ								
	ПС СТЭМИ	0,452	АС-185/29	2	1975	44	Истек		металл
	ПС Ангарстрой	Рядом с ВЛ		2	1975	44	Истек		
160	**Гидростроитель - Зяба**	**29,060**	АС-120/22	1	1959	60	Истек	1965, 1999, 2016	мет.дер.
			АС-185/34 (по ГОСТ839-59)						
161	**Зяба - Кежма**	**40,840**	АС-120/22	1	1988	31	Не истек	1999, 2015	металл
			АС-185/34 (по ГОСТ839-59)						
162	**Кежма - Видим**	**55,342**	АС-120/22	1	1959	60	Истек	1965, 2003, 2016	металл
			АС-185/34						
			2АС-150/24 + АС-185/34						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
163	**Видим - Черная**	**40,494**	АС-120/22	1	1959	60	Истек	1965, 2003, 2016	металл
164	**Черная – Коршуниха**	**39,282**	АС-120/22	1	1959	60	Истек	1965, 2004, 2015	металл
			АС-150/24						
165	**Коршуниха - Коршуниха тяг.**	**1,000**	АС-120/19	2	1959	60	Истек	1965, 2015	металл
166	**Коршуниха - Н.Коршуниха**	**8,570**	АЖ-120	2	1981	38	Не истек		металл
167	**Коршуниха - Хребтовая**	**22,671**	АС-185/29	1	1968	51	Истек	1976, 2010, 2015	мет., ж/бетон
			АС-150/24						
168	**Хребтовая - Семигорская**	**30,200**	АС-185/29	1	1968	51	Истек	1986, 2008, 2009, 2015	металл
			АС-150/24						
169	**Семигорская - Ручей**	**40,010**	АС-150/24	1	1968	51	Истек	1976, 2004, 2005, 2015	металл
170	**Ручей - Усть-Кут тяг.**	**46,000**	АС-150/24	1	1968	51	Истек	1976, 2006, 2007, 2008	мет., ж/бетон
171	**Усть-Кут тяг. - Лена**	**11,800**	АС-150/24	1	1968	51	Истек	1976, 2011, 2016	металл
172	**Лена – Осетрово А,Б**	**2,600**	АЖ-120	2	1981	38	Не истек	2015, 2017	металл
173	**Лена – Киренск 1 цепь**	**231,032**	АЖ-120	1	2008	11	Не истек		мет.дер
			АС-240/39						
			АС-185/29						
			АС-120/19						
174	**Лена – Верхнемарково - Киренск**	**231,032**	АЖ-120	1	2008	11	Не истек		металл
			АС-240/39						
			АС-185/29						
			АС-120/19						
175	**Рудногорская - Ново-Илимская (№103,№104)**	**5,100**	АС-120/19	2	1980	39	Не истек	1984	металл
176	**Рудногорская – Березняки (№101,№102)**	**43,500**	АС-120/19	2	1979	40	Истек	1980, 1984	металл
	Отпайки от ВЛ-101, 102 на	28,040	АС-95/16						

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. лет, на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	ПС Ждановская	2,400	АС-95/16	2	1979	40	Истек		металл
	ПС Игирма	14,000	АС-95/16	2	1979	40	Истек		металл
	ПС Карьер	15,300	АС-95/16	2	1986	33	Не истек		металл
177	**Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная 1,2**	**9,821**	АКп-240	2	1978	41	Истек	2016	металл
			АС-240/39		1978	31	Не истек		
			АКп-240						
			АС-240/39		1990	29	Не истек		
178	**Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная 3,4**	**9,726**	АКп-240	2	1978	41	Истек	2016	металл
			АС-240/39		1978	31	Не истек		
			АКп-240						
			АС-240/39		1990	29	Не истек		
179	**Таежная – Карапчанка 1,2**	**9,150**	АС-150/24	2	1981	38	Не истек	2015	металл
	Отпайка от ВЛ Таежная - Карапчанка на ПС Межница	2,520	АЖ-120	2	1981	38	Не истек		металл
180	**Таежная – Симахинская 1,2**	**2,850**	АС-185/29	2				2015	металл

Таблица В.2 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «Витимэнерго»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Iдд по ПУЭ, А	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Артемовская (2С)	61,5	2*АС-150 – 50,6 км. АС-150 – 10,9 км.	900 390	1990	Металл дерево	29	н/д	Не истек
2	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Бодайбинская с отпайкой (3С)	12,2	АС 120-12,2 км	390	1970	Дерево	49	н/д	Истек
3	ВЛ 110 кВ Мамакан-Артемовская	61,5	АС-150	390	1960	Металл	59	н/д	Истек
4	ВЛ 110 кВ Артемовская-Кропоткинская	56,5	АС-120	390	1960	Дерево	59	н/д	Истек
5	ВЛ 110 кВ Артемовская-Мараканская	60	АС-120	390	1968	Дерево	51	н/д	Истек
6	ВЛ 110 кВ Отп. на ПС Вачинская	0,5	АС-120	390	1995	Дерево	24	н/д	Не истек
7	ВЛ 110 кВ Кропоткинская-Невский	7,8	АС-120	390	1964	Дерево	55	н/д	Истек
8	ВЛ 110 кВ Невский-Перевоз	127,2	АС-120	390	1964	Дерево	55	н/д	Истек
9	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Мамакан	1	АС-185	510	1961	Дерево	58	н/д	Истек

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Iдд по ПУЭ, А	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
					1989	Металл	30		Не истек

Таблица В.3 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор)	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Мусковит	81,500	АС-120	1	1979	дерево, ж/б	40, 6	2013	Не истек (для реконструированной части) Истек (для еще не реконструированной части)
2	ВЛ-110 кВ Еланцы-Черноруд	24,759		2	2003	ж/б/металл	16		Не истек

Таблица В.4 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «Братская электросетевая компания»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Iдд по ПУЭ, А	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок эксплуатации	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ 110 кВ «Огневка – МПС», отпайка на п/ст «Солнечная» оп.197-197/6; ВЛ 110 кВ «Опорная – МПС», отпайка на п/ст «Солнечная» оп.66-66/6.	0,8	АС-185	2	510	1997	металл	22	не проводилась	не истек

Таблица В.5 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ АО «АЭХК»

№ п/п	Наименование объекта	Направление, расположение	Число цепей	Длина, км	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок эксплуатации На 01.01.2019	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ-110 кВ	Отпайка к ТП-110/6 кВ РЭС Н-3 от ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-9-ГПП-2	1	0,48	АС-120	1981	38		Не истек
2	ШП-9 110 кВ	ОРУ-110 кВ ПС 831	1	0,8	3*АС-185	1960	59		Истек
3	ШП-10 110 кВ	ОРУ-110 кВ ПС 831	1	0,8	3*АС-185	1960	59		Истек
4	ШП-11 110 кВ	ОРУ-110 кВ ПС 832	1	0,8	3*АС-185	1960	59		Истек
5	ШП-12 110 кВ	ОРУ-110 кВ ПС 832	1	0,8	3*АС-185	1960	59		Истек
6	ВЛ-110 кВ	ГПП-1 – ПС 831	2	0,227	3*АС-185	1960	59		Истек
7	ВЛ-110 кВ	ГПП-1 – ПС 832	2	0,386	3*АС-185	1960	59		Истек
8	ВЛ-110 кВ	ГПП-2 – ПС 831	2	0,495	3*АС-185	1960	59		Истек
9	ВЛ-110 кВ	ГПП-2 – ПС 832	2	0,597	3*АС-185	1960	59		Истек

Таблица В.6 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ ООО «АС «Иркутская»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1	Отпайка от ВЛ 110 кВ Артемовская – Мараканская на ПС 110 кВ Анангра	0,4	АС-120	1	2014	5	Не истек	-	металл

Таблица В.7 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ прочих сетевых организаций

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Iдд по ПУЭ, А	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ОАО Тыретский солерудник	1,8	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2	АО «АНХК»	12,5	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	АО «Электросеть»	16,2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
4	ОАО «Энергетическая компания «Радиан»	1,4	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица В.8 – Сводные данные по ВЛ 110 кВ потребительские

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок экспл. на 01.01.2019 г.	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская (ОАО «Первенец»)	12,600	АС-120	1	н/д	н/д	н/д	н/д	–
2	Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская	6,900	АС-185	1	2016	н/д	3	–	–
3	Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вачинская	0,100	АС-240	1	2016	н/д	3	–	–
4	ВЛ 110 кВ Кропоткин-Высочайший (ПАО «Высочайший»)	35	АС-70/11	2	2004	н/д	5	–	–
5	ВЛ 110 кВ Полюс - Угахан (ООО «Горнорудная компания «Угахан»)	37,652	АС-240/32	–	2017	металл	2	–	Не истек

6	ООО «АС «Сибирь»	47,500	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
7	АО «Дальняя Тайга»	2,700	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
8	ООО «Гранит Актив»	3,900	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица В.9 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
ВЛ 220 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»									
1	Иркутская ГЭС - Ново-Иркутская ТЭЦ	10,723	АС-400/51 АС-400/93	1	1957	62 – 22	Не истек	1974,97	металл
2	Иркутская ГЭС - Ново-Иркутская ТЭЦ	11,253	АС-400/51 АС-400/93	1	1958	61 – 31 – 22	Не истек	1988,97	металл
	Отпайка на ПС Байкальскую от ВЛ-201, 202	1,922	АС-300/39	2	1974	45	Истек	-	металл
3	Ново-Иркутская ТЭЦ - Иркутская	34,834	АС-400/51 АС-400/93	1	1957	62 – 45	Истек	1974	металл
4	Ново-Иркутская ТЭЦ - Иркутская	37,19	АС-400/93 АС-400/51	1	1958	61 – 31	Не истек	1988	металл
	Отпайки от ВЛ-203, 204 на:								
	ПС Ново-Ленино	5,246	АС-300/39	2	1962	57	Истек	-	металл
	ПС Бытовая	3,636	АС-300/39	2	1991	28	Не истек	-	металл
5	Ново-Иркутская ТЭЦ - Правобережная	21,805	АС-300/39	2	1979	40	Не истек	-	металл
	Отпайка на ПС Левобережная от НИТЭЦ - Правобережная А, Б	0,17	АС-300/39	2	2007	12	Не истек	-	металл
6	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I цепь	62,972	-	1	2015	4	Не истек		металл
		61,716	АС-500/64						
		1,256	AERO-Z AACSR Z 747						
7	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная II цепь	63,358	-	1	2015	3	Не истек		металл
		62,102	АС-500/64						
		1,256	AERO-Z AACSR Z 747						
8	Ново-Иркутская ТЭЦ - Шелехово	15,998	АС-400/51	2	1984	35 – 11	Не истек	2008	металл
	(в собственности ОАО "СУАЛ")	15,657							
9	Иркутская - Шелехово	42,705	АС-500/64	2	1965	54	Истек	-	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка на ПС Светлая от ВЛ 209, 210	2,85	АСкП-240/32	2	1997	22		-	металл
10	ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	111,198	АС-300/39 2хАС-300/39 АС-400/51	2	1973	46 – 39 – 11 -1	Не истек	1980, 2008, 2018	сталь
11	ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК II цепь	109,864	АС-300/39		1970	49 – 26 – 11	Не истек	1993, 2008	
	Отпайка на Слюдянку от ШБЦ-269, 270	0,013	АС-300/39	2	1973	46	Истек		
12	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	174,405	3хАС-300/39 3хАС-300/66 АС-400/51	1	1993	26	–	–	металл
13	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 1	1,573	2хАС-300	1	2011	8	Не истек		металл
14	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2	2,063	2хАС-300	1	2018	1	Не истек		сталь
15	Ключи – Общезаводская А (находится на обслуживании по договору технической эксплуатации и обслуживанию с ПАО «РУСАЛ Братск»)	1,214	АС-400/51	1	2008	11	Не истек	-	металл
	Ключи – КРУЭ А	1,2	АС-400/51	1	2008	11	Не истек	-	металл
16	Ключи – Общезаводская Б (находится на обслуживании по договору технической эксплуатации и обслуживанию с ПАО «РУСАЛ Братск»)	1,267	АС-400/51	1	2008	11	Не истек	-	металл
	Ключи - КРУЭ Б			1			Не истек		
17	БЦБК-Выдрино (до р. Снежная)	35,263	АС-300/39	2	1970	49	Истек	-	металл
18	БЦБК-Байкальская тяг.	6,88	АС-300/39	2	1973	46 – 26	Не истек	1993	металл
19	Байкальская-Мысовая (до р. Снежная)	30,996	АС-300/39	2	1964	56	Истек	-	металл
	ВЛ 220 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»								
20	Иркутская - Черемхово	100,389	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	62 – 9	Не истек	2010	металл
21	Иркутская - Черемхово	99,014	АС-400/64 АС-400/51	1	1960	59 – 26 – 9	Не истек	1993, 2010	металл
	Отпайка на ТЭЦ-11 от ВЛ- 215, 216	2,496	АС-400/51	2	1968	51	истек	-	металл
	Отпайка на эл.котельную от ВЛ-215, 216	0,989	АС-300/39	2	1996	23	Не истек	-	металл
	(эл.котельная не эксплуатируется)	1,028							
	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-215, 216 (под охранным напряжением)	12,033	АС-400/51	2					металл
	Заход на ПС Лесная бывших ВЛ-221, 222	12,042	АС-400/51	2					металл
	(под охранным напряжением)								

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
22	Иркутская - УП-15	25,327	АС-500/64 АС-300/39	1	1987	32	Не истек	-	металл ж/б
23	Иркутская - УП-15	22,1	АС-400/93 АС-400/51	1	1980	39	Не истек	-	металл
ВЛ 220 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»									
24	Черемхово - Ново-Зиминская	147,417 (33,339)	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	61	Истек	1978	металл
25	Ново-Зиминская - Тулун	130,998/ 131,509	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	62 – 30	Не истек	1989	металл
26	Тулун – Покосное (232)	125,497 (63,833)	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	62 – 3	Не истек	1979, 2016	металл
ВЛ 220 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»									
27	БГЭС-БРАЗ 1-2 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	38,7	АС-500/64	2	1971	48	Истек	2017	металл
28	БГЭС-БРАЗ 3-4 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	38,9	АС-500/64	2	1970	49	Истек	2017	металл
29	БГЭС-БРАЗ 5-6 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	40	АС-500/64	2	1965	54	Истек	2017	металл
30	Отпайка на БЛПК от БРАЗ-5	12,832	АС-400/64	1	1979	40	Истек	-	металл
31	БГЭС-БРАЗ 7-8 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	39,4	АС-500/64	2	1967	52	Истек	2017	металл
32	БГЭС-БРАЗ 9-10 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	39,934	АС-500/64	2	1973	46	Истек	2017	металл
33	БГЭС-БРАЗ 11-12 (собств. ПАО «РУСАЛ Братск»)	40,154	АС-500/64	2	1975	44	Истек	2017	металл
34	Отпайка на Пурсей от ВЛ БГЭС - БРАЗ - 9, 12	2,770	АС-240/32 АС-300/39	2	1975	44	Истек	2017	металл
35	Братская ГЭС – Покосное (232) участок СЭС оп.178-341а	61,851	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	62	Истек	-	металл
36	Братская ГЭС – Покосное (233)	116,424	АС-400/93 АС-400/51	1	1957	62	Истек	-	металл
37	Братская ГЭС – Падун (235)	4,351	АС-400/64	1	1961	58 – 3	Истек	2016	металл
38	Братская ГЭС – Падун (236)	4,406	АС-300/48	1	1979	40 – 3	Истек	2016	металл
39	Братская ГЭС - оп.13/14 (237)	4,194	АС-300/39	1	1992	27	Не истек		металл
40	Братская ГЭС – Заводская (238)	15,645	АС-400/64 АС-300/39 БС-400	1	1973	46 – 3	Истек	1999, 2016	металл
41	Братская ГЭС – БЛПК (239)	42,74	АС-300/39 АС-400/51	1	1981	38 – 3	Не истек	2016	металл
42	Братская ГЭС – Седановский ПП 1 цепь (ВЛ-242)	96,408	АС-300/39 АС-300/48	1	1993	26 –3	Не истек	1993-94, 2016	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
43	Братская ГЭС – Седановский ПП 2 цепь (ВЛ-243)	95,030	АС-300/39 АС-300/48	1	1993	26 – 3	Не истек	2016	металл
44	УИГЭС – Сибирская (ВЛ-245)	8,4	АС-300/48 АС-500/64 АС-500/336	1	1966	53 – 2	Истек	1986, 1996, 2017	мет.дер
	Отпайка на ПС №6 от ВЛ-245	0,05	АС-300/48	1	1970	47	Истек	-	-
45	УИГЭС – Сибирская (ВЛ-246)	11,2	АС-300/48 АС-500/64 АС-500/336	1	1966	51 – 2	Истек	1986,2017	мет.дер
	Отпайка от ВЛ -246 на ПС №6	0,05	АС-300/48	1	1970	49	Истек	-	-
	Отпайка от ВЛ -246 на ПС №3	0,17	АС-300/48	1	1997	22	Не истек	-	-
46	УИГЭС - Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-247)	113,461	АС-300/39	1	1978	39	Не истек	1983, 2017	металл
47	УИГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-248)	208,536	АС-300/39	1	1978	39	Не истек	2017	металл
48	Коршуниха – Рудногорск (ВЛ-249)	95,352	АС-300/39	1	1978	39	Не истек	1983, 2017	металл
49	Братская ГЭС - НПС-4 (250)	84,366	АС-400/72 АС-400/64 АС-300/39 АС-330/43 БС-400 2 АС-400/72 + АС-330/43	1	1964	55 – 3	Истек	1999-2005, 2016	металл
	Отпайка на: Заводскую	3,4	АС-300/39	1	1973	46 – 20	Истек	1999	металл
50	НПС-4 – Коршуниха (251) (на одних опорах с транзитом 110 кВ Гидростроитель-Коршуниха)	84,797	АС-400/64 АС-330/43 АС-400/72		1964	55 – 2	Не истек	1999-2005, 2017	металл
51	БПП-Опорная 2	33,730	АС-300/39	1	1987	32 – 3	Не истек	2016	металл
52	БПП-Опорная 3	34,557	АС-300/39	1	1987	32 – 2	Не истек	2017	металл
53	Д-142 СПП – Джижива цепь-1	112,160	АС-240/32 АС-240/39	1	1988	31	Не истек	-	мет.дер
54	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная 1 цепь с отпайкой на ПС №3 (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-А)	4,620	АС-300/39	1	1978	41 – 3	Не истек	2016	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
55	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная 2 цепь (ВЛ 220 кВ УИГЭС –Таежная-Б)	4,376	АС-300/39	1	1978	41 – 3	Не истек	2016	
56	Коршуниха - Лена	120,026	АС-300/39	1	1978	39	Не истек	2017.	металл
57	Усть-Кут – Коршуниха	134,052	АС-300/39	1	1977	42	Истек	–	металл
58	Усть-Кут – Лена	13,604	АС-300/39	1	1977-80	42 – 39 –3	Истек	-	металл
59	Усть-Кут – Звездная	41,514	АС-300/39	1	1977	42	Истек	–	металл
60	Усть-Кут – Якурим I цепь	6,729	АС-300/39	1	1977-80	42 – 39	Истек	–	металл
61	Усть-Кут – Якурим II цепь	7,106	АС-300/39	1	1993	26	Не истек		металл
62	Звездная-Киренга	96,346	АС-300/39	1	1978	41 – 3	Истек	1979, 2016	металл
63	Киренга – Кунерма (КК-31)	87,861	АС-300/39	1	1978	41 – 3	Истек.	1981, 2016	металл
64	Кунерма – Северобайкальская (КС-33) (до оп.76/204)	25,073	АС-300/39	1	1978	41 – 3	Истек	1981, 2016	металл
65	Якурим - Ния	71,394	АС-300/39	1	1977-80	42 – 39 – 3	Истек Истек	2016	металл
66	Ния - Киренга	70,195	АС-300/39	1	1978-80	41 – 39 – 3	Истек	1985, 2016	металл
67	Киренга - Улькан	42,972	АС-300/39	1	1978-80	41 – 39 – 3	Истек	1985, 2016	металл
68	Улькан - Даван (до оп.76/204) (УД-32)	72,948	АС-300/39	1	1977-80	42 – 39 – 3	Истек	2016	металл

в () указана длинна ВЛ по филиалу ОАО «ИЭСК» (без скобок полная длина)

Таблица В.10 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ АО «Витимэнерго»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Iдд по ПУЭ, А	Год ввода в эксплуатацию	Материал опор	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Год реконструкции	Срок службы линии (норматив - 40 лет)
1	ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан	26,5	АС-300	710	1989	Металл	30	н/д	Не истек
		185,5	АС-400	825	1989	Металл	30	н/д	Не истек
2	ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан (работает на напряжении 110 кВ)	26,7	АС-300	710	1989	Металл	30	н/д	Не истек
		185,5	АС-400	825	1989	Металл	30	н/д	Не истек

Таблица В.11 – Сводные данные по ВЛ 220 кВ ООО «Транснефть-Восток»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1	ВЛ 220 кВ Братский ПП - НПС-3 №1	31,97	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
2	ВЛ 220 кВ Братский ПП - НПС-3 №2	31,867	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
3	ВЛ ПС 500 кВ Усть-Кут 1 – ПС 220/10 НПС №6.1	63,586	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
4	ВЛ ПС 500 кВ Усть-Кут 2 – ПС 220/10 НПС №6.2	63,618	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
5	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	232,546	АС-240/56	1	2017	2	Не истек	–	металл
6	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	232,713	АС-240/56	1	2017	2	Не истек	–	металл
7	ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 № 1 *	64,22	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
8	ВЛ 220 кВ Пеледуй - НПС-9 № 2 *	64,31	АС-240/32	1	2017	2	Не истек	–	металл
9	ВЛ 220 кВ НПС 6- НПС 7 № 1	124,67	АС-240/32	1	2018	1	Не истек	–	Металл
10	ВЛ 220 кВ НПС 6- НПС 7 № 2	124,67	АС-240/32	1	2018	1	Не истек	–	металл

* по территории Иркутской области

п.3-9 в аренде у ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис» (позиции №5,6 на участке от НПС-8 до НПС-9)

Таблица В.12 – Сводные данные по ВЛ 500 кВ ОАО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
ВЛ 500 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»									
1	Братский ПП - Тайшет	216,920	3хАС-500/64	1	1963	56 – 7 – 2	–	1977, 2012, 2017	металл
2	Братский ПП - Озерная	213,010	3хАС-500/64	1	1966	53 – 7 – 2	–	1979, 2012, 2017	металл
3	Озёрная - Тайшет	12,918	3хАС-500/64	1	1966, 2012	53 – 7	–	–	металл
4	Озёрная - Тайшет	12,461	3хАС-500/64	1	1963, 2012	53 – 7	–	–	металл
5	Братский ПП - Ново-Зиминская (560)	308,900	3хАпС-300/39 2хАЖС-500/336	1	1988	31	–	–	металл
6	Братская ГЭС – Тулун (561)	242,000	3хАС-500/64	1	1962	57 – 2	–	2017	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
7	Братская ГЭС – Тулун (562)	241,818	3хАС-500/64	1	1962	57 – 2	–	2017	металл
8	Тайшет - Камала (до гр. Иркутской области - 39,75, всего - 243 км)	0,000	3хАС-500/64	1	1961	58	Истек	–	металл
9	Тайшет - Камала (до гр. Иркутской области - 40,374, всего - 243,454 км)	0,454	3хАС-500/64	1	2012	7	–	–	металл
10	Тулун - Тыреть	159,400	3хАС-500/64	1	1962	57 – 6	–	2013	металл
11	Тулун - Ново-Зиминская	126,132	3хАС-500/64 3хАС-500/26 3хАС-500/26	1	1961	58 – 28	–	1989-91	металл
12	Ново-Зиминская - Тыреть	50,302	3хАС-500/643 хАС-500/26	1	1961	58 – 6	–	1989-91, 2013	металл
ВЛ 500 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»									
13	Братский ПП - Тайшет (501) участок СЭС оп.1-183	71,906	3хАС-500/64	1	1963	56	Истек	–	металл
14	Братский ПП - Озёрная участок СЭС оп.1-181	72,428	3хАС-500/64	1	1966	53	Истек	–	металл
15	Братский ПП - Ново-Зиминская (560) участок СЭС оп.1-360	145,870	3хАпС-300/39 2хАЖС-500/336	1	1988	31	–	–	металл
16	Братская ГЭС – Тулун (561) участок СЭС оп.1-454	178,168	3хАС-500/64	1	1962	57	Истек	–	металл
17	Братская ГЭС – Тулун (562) участок СЭС оп.1-461	179,783	3хАС-500/64	1	1962	57	Истек	–	металл
18	Братская ГЭС - Братский ПП (569)	71,240	3хАС-500/64	1	1963	57 – 2	–	1977, 2017	металл
19	Братская ГЭС - Братский ПП (570)	68,415	3хАС-500/64	1	1966	53 – 2	–	1979, 2017	металл
20	Братская ГЭС - Усть-Илимская ГЭС (571)	256,702	2хАС-500/336 3хАС-330/43	1	1975	44 – 2	–	2017	металл
21	Братский ПП - Усть-Илимская ГЭС (572)	256,148	2хАС-500/336 3хАС-330/43	1	1976	43 – 2	–	2017	металл
22	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1	278,433	3хАС-300/39	1	1993	26 –2	–	2017	металл
ВЛ 500 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»									
18	Тыреть – Иркутская	179,000	3хАС-500/64	1	1962	58 – 2	–	2017	металл
19	Тыреть- Ключи *	223,921	3хАС-500/64	1	1961, 2008	58 – 11 – 2	–	2017	металл
20	Иркутская – Ключи *	49,426	3хАС-300/39	1	1993, 2008	26 – 11	–	–	металл

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	участок под охранным напряжением - бывшая ВЛ-566	2,957	3хАС-500/64	1	1961	58	Истек	–	металл

* данные ВЛ 500 кВ частично относятся к филиалу ЦЭС, частично к филиалу ЮЭС ОАО «ИЭСК»

Таблица В.13 – Сводные данные по КВЛ 500 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1	Богучанская ГЭС - Озерная	219,931	3хАС-400/51	1	2014	5	Не истек	-	металл

Таблица В.14 – Сводные данные по ВЛ 500 кВ КГКУ «ДКР НП»

№ п/п	Наименование конечных подстанций	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в эксплуатацию	Факт. срок экспл. на 01.01.2019	Срок службы линии (норматив 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1	Ангара - Озерная	210,273	3хАС-400/51	1	2014	5	Не истек	-	металл

Таблица В.15 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ВЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет На 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Хомутово	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1977	2014	5	
	Хомутово	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1987	1987	32	Истек
2	Карлук	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1996	2012	7	
	Карлук	Т-2	ТДТН-16000/110/10	110	1986	2012	7	
3	Пивовариха	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	110	2012	2012	7	
	Пивовариха	Т-2	ТДТН-25000/110	110	2008	2018	-	
4	Никольск	Т-1	ТМ-6300/110/10	110	1974	1976	43	Истек
	Никольск	Т-2	ТДТН-10000/110/10	110	1976	1977	42	Истек
5	Урик	Т-1	ТДТН-40000/110	110	2011	2018	1	
	Урик	Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	110	2016	2016	3	
6	Качуг	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1991	1992	27	Истек.
	Качуг	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1991	1992	27	Истек
7	Манзурка	Т-1	ТМН-2500/110/10	110	1973	1974	45	Истек
	Манзурка	Т-2	ТМН-2500/110/10	110	1976	1977	42	Истек
8	Хорбатово	Т-1	ТДТН-16000/110/10	110	1990	1993	26	Истек в 2018 г.
	Хорбатово	Т-2	ТМН-2500/110/10	110	1977	1978	41	Истек
9	Оса	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1988	1988	31	Истек

	Оса	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1991	1991	28	Истек
10	Тихоновка	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1967	1970	49	Истек
	Тихоновка	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1982	1982	37	Истек
11	Ново-Ленино	Т-1	ТМ-6300/110/10	110	1971	1972	47	Истек
	Ново-Ленино	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1978	1978	41	Истек
12	Бильчир	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	1986	1990	29	Истек
	Бильчир	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	1993	1993	26	Истек в 2018 г.
13	Енисей	Т-1	ТМН-2500/110/10	110	1974	1974	45	Истек
	Енисей	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1989	1990	29	Истек
14	Усть-Орда	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1985	1985	34	Истек
	Усть-Орда	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1982	1982	37	Истек
15	Электрокотельная	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1986	1987	32	Истек
	Электрокотельная	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1986	1987	32	Истек
	Электрокотельная	Т-3	ТДН-16000/110/10	110	1987	2006	13	
16	Ользоны	Т-1	ТМН-2500/110/10	110	1973	1973	46	Истек
	Ользоны	Т-2	ТМТН-6300/110/35/10	110	1973	1974	45	Истек
17	Еланцы	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1994	1995	24	
	Еланцы	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1971	1971	48	Истек
18	Косая Степь	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1969	1969	50	Истек
	Косая Степь	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1969	1971	48	Истек
19	Баяндай	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1992	1997	22	
	Баяндай	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1990	1996	23	
20	Хогот	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	110	1981	1982	37	Истек
21	Жигалово	Т-1	ТМТН-6300/110/20/10	110	1973	1973	46	Истек
	Жигалово	Т-2	ТДТН-10000/110/20/10	110	1974	1975	44	Истек
22	Знаменка	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	110	1987	1988	31	Истек
23	Новая-Уда	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	2011	2012	7	
	Новая-Уда	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1967	1968	51	Истек
24	Бохан	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	1993	1993	26	Истекает в 2018 г.
	Бохан	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	1978	2000	19	

Таблица В.16 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет, на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Глазково	Т-1	ТРДН-40000/110/10/6	110	2002	2002	17	
	Глазково	Т-2	ТРДН-40000/110/10/6	110	2005	2005	14	
2	Ерши	Т-1	ТДН-10000/110/35/6	110	1968	1999	20	
	Ерши	Т-2	ТДН-10000/110/6	110	1971	1971	48	Истек
	Ерши	Т-3	ТДН-16000/110/6	110	2011	2011	8	
3	ЗКСМ (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Актив»)	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1984	1986	33	Истек
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	1985	1986	33	Истек
4	Изумрудная	Т-1	ТДТН-25000/35/10	110	1984	2010	9	
	Изумрудная	Т-2	ТДТН-25000/35/10	110	1984	2010	9	
5	Луговая	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1983	1982	37	Истек
	Луговая	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1982	1983	36	Истек
6	Мельниково	Т-1	SFSZ-40000/110/35/6	110	2015	2016	3	
	Мельниково	Т-2	SFSZ-40000/110/35/6	110	2015	2017	2	
	Мельниково	Т-3	ТДТН-25000/110/35/6	110	1987	1989	30	Истек
	Мельниково	Т-4	ТДТН-25000/110/35/6	110	1980	1982	37	Истек
7	Н.Ленино	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	110	1964	1995	24	
	Н.Ленино	Т-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	110	1964	1972	47	Истек
	Н.Ленино	Т-3	ТРДН-32000/110/6	110	1984	1997	22	
	Н.Ленино	Т-4	ТДТН-31500/110/6	110	1985	1986	33	Истек
8	Пивзавод	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	110	2008	2008	11	
	Пивзавод	Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	110	2008	2008	11	
9	Спутник	Т-1	ТДН-15000/110/6	110	1969	1971	48	Истек
	Спутник	Т-2	ТДН-15000/110/6	110	1969	1971	48	Истек
	Спутник	Т-3	ТРДН-25000/110/6	110	2001	2001	18	
10	Студенческая	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1983	1991	28	Истек
	Студенческая	Т-2	ТРДН-40000/110/6	110	2006	2006	13	
11	Шелехово	Т-1 ф.А	ОРД-70000/110/10	110	1991	1992	27	Истек
	Шелехово	Т-1 ф.В	ОРД-70000/110/10	110	1991	1992	27	Истек
	Шелехово	Т-1 ф.С	ОРД-70000/110/10	110	1991	1992	27	Истек
	Шелехово	Т-2 ф.А	ОРД-70000/110/10	110	1992	1994	25	
	Шелехово	Т-2 ф.В	ОРД-70000/110/10	110	1992	1993	26	Истек в 2018 г.

	Шелехово	Т-2 ф.С	ОРД-70000/110/10	110	1992	1993	26	Истек в 2018 г.
	Шелехово	Т-5	ТРДЦН-80000/110/10	110	1975	1980	39	Истек
	Шелехово	Т-7	ТРДЦН-80000/110/10	110	1975	1981	38	Истек
12	Южная	Т-1	ТДТН-20000/110/35/6	110	1967	1967	52	Истек
	Южная	Т-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	110	1959	1992	27	Истек
13	Байкальская	Т-3	ТДН-10000/110/6	110	1973	1975	44	Истек
14	Березовая	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	110	1977	2010	9	
	Березовая	Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	110	1982	2011	8	
15	Городская	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	110	2008	2010	9	
	Городская	Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	110	2010	2010	9	
16	Знаменская	Т-1	ТДН-16000/110/6	110	1988	2001	18	
17	Знаменская-2	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	110	2008	2010	9	
	Знаменская-2	Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	110	2011	2012	7	
18	Искра	Т-1	ТДН-16000/110/6	110	1972	1976	43	Истек
	Искра	Т-2	ТДН-10000/110/6	110	1966	1968	51	Истек
19	Кировская	Т-1	ТДТН-40000/110/6	110	1963	1968	51	Истек
	Кировская	Т-2	ТДТН-40000/110/6	110	1967	1971	48	Истек
	Кировская	Т-3	ТДТН-40000/110/6	110	1987	1988	31	Истек
20	Летняя	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1974	1977	42	Истек
	Летняя	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	1974	1977	42	Истек
21	Молодежная	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	1984	1984	35	Истек
	Молодежная	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	1984	1984	35	Истек
22	Нагорная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	1969	1970	49	Истек
	Нагорная	Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	110	1971	1971	48	Истек
23	Октябрьская	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	110	1969	1999	20	
	Октябрьская	Т-2	ТДН-15000/110/6	110	1967	1968	51	Истек
	Октябрьская	Т-3	ТДН-16000/110/6	110	1970	1979	40	Истек
24	Печная (находится на техническом обслуживании по договору с ООО «Гранит Энерго»)	Т-2	ТДН-10000/110/6	110	1976	1986	33	Истек
25	Приморская	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	110	2007	2007	12	
	Приморская	Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	110	2007	2007	12	
26	Рабочая	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	2006	2006	13	
	Рабочая	Т-2	ТДН-25000/110/6	110	2006	2006	13	
27	Релейная	Т-1	ТРДН-40000/110/6	110	1971	1973	46	Истек
	Релейная	Т-2	ТРДН-40000/110/6	110	1972	1973	46	Истек

28	Сосновая	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	1986	1986	33	Истек
	Сосновая	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1989	1990	29	Истек
29	Туристская	Т-1	ТДТНФ-25000/110/35/10	110	1991	1992	27	Истек
	Туристская	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1976	1977	42	Истек
30	Центральная	Т-1	ТРДН-40000/110/10/6	110	1987	1987	32	Истек
	Центральная	Т-2	ТРДН-40000/110/10/6	110	1989	1993	26	Истекает в 2019 г.
31	Цимлянская	Т-1	ТДНГУ-40500/110/6	110	1965	1965	54	Истек
	Цимлянская	Т-2	ТДН-40000/110/6	110	1966	1966	53	Истек
	Цимлянская	Т-3	ТДТН-40000/110/6	110	1967	1967	52	Истек
32	Рудная	Т-1	ТДН-16000/110/6	110	1988	2006	13	
	Рудная	Т-2	ТДН-15000/110/6	110	1968	2007	12	
33	ИАЗ (находится на техническом обслуживании по договору с ПАО «Корпорация «Иркут»)	Т-1	ТРДН-25000\ 110\6	110	2011	2011	8	
		Т-2	ТРДН-25000\ 110\6	110	1977	1982	37	Истек
		Т-3	ТДТН-25000\ 110\10\6	110	1986	2006	13	

Таблица В.17 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Иркутская	1Т ГПП-2	ТДТН-63000/110/35/6	110	1988	1988	31	Истек
	Иркутская	2Т ГПП-2	ТДТН-63000/110/35/6	110	1987	1987	32	Истек
	Иркутская	3Т ГПП-2	ТДТН-63000/110/35/6	110	1991	1991	28	Истек
	Иркутская	5Т ГПП-2	ТДГ-60000/110/35	110	1958	1959	60	Истек
	Иркутская	6Т ГПП-2	ТДГ-60000/110/35	110	1958	1960	59	Истек
	Иркутская	7Т ГПП-2	ТДГ-60000/110/35	110	1958	1960	59	Истек
	Иркутская	8Т ГПП-2	ТДГ-60000/110/35	110	1958	1959	60	Истек
2	Ангарская	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	110	1992	1992	27	Истек
	Ангарская	Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	110	1986	1986	33	Истек
3	Прибрежная	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	110	2008	2008	11	
	Прибрежная	Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	110	2008	2008	11	
4	ПРП	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	1980	1980	39	Истек
	ПРП	Т-2	ТМ-6300/110/10	110	1971	1971	48	Истек
5	Юбилейная	Т-1	ТДН-16000/110/6	110	1988	1988	31	Истек
	Юбилейная	Т-2	ТДН-16000/110/6	110	1988	1988	31	Истек
6	Промышленая	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1987	1987	32	Истек

	Промышленая	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1988	1988	31	Истек
7	Белореченская	Т-1	SFSZ-40000/110	110	2016	2016	3	
	Белореченская	Т-2	SFSZ-40000/110	110	2017	2018	1	
8	Новожилкино	Т-1	ТДН-10000/110/10	110	2000	2000	19	
	Новожилкино	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	1977	1978	41	Истек
9	Пионерская	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1989	1990	29	Истек
	Пионерская	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1988	1990	29	Истек
10	Лесозавод	Т-1	ТДНГ-20000/110/10	110	1964	1965	54	Истек
	Лесозавод	Т-2	ТДНГ-20000/110/10	110	1964	1965	54	Истек
11	Вокзальная	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	1970	1972	47	Истек
	Вокзальная	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	1970	1972	47	Истек
12	ЗГО	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	1989	1989	30	Истек
	ЗГО	Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	110	1989	1989	30	Истек
13	Цемзавод	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	110	1972	1973	46	Истек
	Цемзавод	Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	110	1975	1976	43	Истек
14	Черемхово	Т-3	ТДТН-80000/110/35/6	110	1990	1996	23	
	Черемхово	Т-4	ТДТН-80000/115/38,5/6,6	110	2010	2011	8	
15	Свирск	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	1972	1972	47	Истек
	Свирск	Т-2	ТДТН-31500/110/35/6	110	1967	1967	52	Истек
16	Огнеупоры	Т-1	ТМТГ-7500/110/35/6	110	1962	1962	57	Истек
	Огнеупоры	Т-2	ТРДН-25000/110/6/6	110	1966	1972	47	Истек
17	Карьерная	Т-1	ТРДН-25000/110/35/6	110	1995	1995	24	
	Карьерная	Т-2	ТРДН-10000/110/35/6	110	1988	1989	30	Истек
18	Кутулик	Т-1	ТДТН-10000/110/35/6	110	1971	1971	48	Истек
	Кутулик	Т-2	ТДТН-10000/110/35/6	110	1971	1971	48	Истек
19	Алтарик	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	2006	2006	13	
20	Иваническая	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1995	1996	23	
	Иваническая	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1977	1978	41	Истек
21	Бахтай	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1989	2000	19	
	Бахтай	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	1989	2000	19	
22	Заря	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1994	1996	23	
	Заря	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1995	1996	23	
23	Новонукутск	Т-1	ТДНФ-25000/110/35/10	110	1990	1990	29	Истек
	Новонукутск	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1979	1979	40	Истек
24	Балаганск	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1990	1990	29	Истек
	Балаганск	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1984	1984	35	Истек

Таблица В.18 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Тайшет	ТСР-110	ТДТН-16000/110/35/6	110	1970	1974	45	Истек
2	Бирюса	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	2002	2002	17	
	Бирюса	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	110	1972	1974	45	Истек
3	Юрты	Т-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	110	1962	1971	48	Истек
	Юрты	Т-2	ТМТГ-7500/110/35/10	110	1963	1968	51	Истек
4	ЗСМ	Т-1	ТРДН-40000/110/10	110	1978	1981	38	Истек
	ЗСМ	Т-2	ТРДН-40000/110/10	110	1977	1982	37	Истек
5	Новобирюсинск	Т-1	ТМ-6300/110/35/10	110	1970	2007	48	Истек
	Новобирюсинск	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1978	1980	39	Истек
6	Лесогорск	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	1978	1980	39	Истек
	Лесогорск	Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	110	1987	1987	32	Истек
7	Чуна	Т-1	ТДТН-16000/110/10	110	1978	1983	37	Истек
	Чуна	Т-2	ТДТН-16000/110/10	110	1982	1978	41	Истек
8	Силикатная	Т-1	ТМТН-6300/110/10	110	1982	1988	31	Истек
	Силикатная	Т-2	ТМТН-6300/110/10	110	1976	1992	27	Истек
9	Шеберта	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1982	2001	36	Истек
	Шеберта	Т-2	ТДТН-6300/110/35/10	110	1986	1987	32	Истек
10	Катарбей	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1993	2007	12	
	Катарбей	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1984	1985	34	Истек
11	Рубахино	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	2008	2009	10	
	Рубахино	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	2009	2009	10	
12	Водопад	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1982	1983	36	Истек
	Водопад	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1983	1983	36	Истек
13	Бадар	Т	ТМ-6300/110/10	110	1973	1988	31	Истек
14	Алгатуй	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	110	1989	1989	30	Истек
	Алгатуй	Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	110	1989	1989	30	Истек
15	Котик	Т	ТМТН-6300/110/10	110	1986	2007	33	Истек
16	Куйтун	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1990	1999	29	Истек
	Куйтун	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	2007	2007	12	
17	Майская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	1990	1995	29	Истек
	Майская	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	1979	1999	40	Истек
18	Стройбаза	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1978	1985	34	Истек

	Стройбаза	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1976	1973	46	Истек
19	Ока	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1977	1983	36	Истек
	Ока	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1977	1983	36	Истек
20	ЗСХК	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1985	1986	33	Истек
	ЗСХК	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	1986	1986	33	Истек
21	Стеклозавод	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	110	1968	1988	32	Истек
	Стеклозавод	Т-2	ТРДН-16000/110/35/6	110	1970	1979	40	Истек
22	ЦЭП	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110	1991	1992	27	Истек
	ЦЭП	Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	110	1991	1992	27	Истек
23	Азейская	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	110	2012	2012	7	
	Азейская	Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	110	2011	2011	8	

Таблица В.19 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Вихоревка	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1988	1989	30	Истек
	Вихоревка	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1988	1989	39	Истек
2	Гидростроитель	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	110	1994	1995	24	Не истек
	Гидростроитель	Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	110	1995	1996	23	Не истек
	Гидростроитель	Т-3	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	110	1989	1990	29	Истек
	Гидростроитель	Т-4	ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	110	1991	1991	28	Истек
3	Городская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1970	1971	48	Истек
	Городская	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1972	1973	46	Истек
	Городская	Т-3	ТДТГ-40500/110/35/6	110	1955	1996	23	Не истек
4	Западная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	1989	2000	19	Не истек
	Западная	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	1985	1999	20	Не истек
5	Инкубатор	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	1982	1982	37	Истек
	Инкубатор	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	1983	1983	36	Истек
6	Котельная	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1980	1982	37	Истек
	Котельная	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1980	1982	37	Истек
7	Кузнецовка	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	110	1992	1994	25	Истек
	Кузнецовка	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	110	1992	1994	25	Истек
8	Промбаза	Т-1	ТДН-16000/110/6	110	2006	2006	13	Не истек

	Промбаза	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	110	1971	2005	14	
9	Северная	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1990	1990	29	Истек
	Северная	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1990	1990	29	Истек
10	СТЭМИ	Т-1	ТРДН-25000/110/6	110	1990	1990	29	Истек
	СТЭМИ	Т-2	ТРДН-25000/110/6	110	1990	1990	29	Истек
11	Южная	Т-1	ТДН-15000/110/10	110	1967	1969	50	Истек
	Южная	Т-2	ТДНГ-15000/110/10	110	1964	1969	50	Истек
	Южная	Т-3	ТДН-16000/110/10	110	1988	2003	16	Не истек
12	Березняки	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	110	1977	1979	40	Истек
	Березняки	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	110	1978	1982	37	Истек
13	Ждановская	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	1979	1980	39	Истек
	Ждановская	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1980	1981	38	Истек
14	Н-Игирма	Т-1	ТДН-15000/110/10	110	1980	2001	18	Не истек
	Н-Игирма	Т-2	ТДН-16000/110/10	110	1989	1990	29	Истек
15	Карьер	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	1985	2004	15	Не истек
	Карьер	Т-2	ТДН-10000/110/10	110	1980	2004	15	Не истек
16	Коршуниха	Т-3	ТДТН-63000/110/35/10	110	2000	2000	19	Не истек
	Коршуниха	Т-4	ТДТН-63000/110/35/10	110	1997	1998	21	Не истек
17	ЛДК Игирма	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	2006	2007	12	Не истек
	ЛДК Игирма	Т-1	ТДН-16000/110/10	110	2006	2007	12	Не истек
18	Н-Илимская	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	110	1984	1986	33	Истек
	Н-Илимская	Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	110	1978	1981	38	Истек
19	Н-Коршуниха	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	110	1982	1982	37	Истек
	Н-Коршуниха	Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	110	1980	1981	38	Истек
20	Карапчанка	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	110	1988	1991	28	Истек
	Карапчанка	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	1983	1983	36	Истек
21	Межница	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1979	1981	38	Истек
	Межница	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1980	1981	38	Истек
22	Симахинская	Т-1	ТРДН-25000/110/10	110	1975	1978	41	Истек
	Симахинская	Т-2	ТРДН-25000/110/10	110	1975	1978	41	Истек
23	Верхнемарково	Т-1	ТДН-10000/110/6	110	2011	2011	8	Не истек
	Верхнемарково	Т-2	ТДН-10000/110/6	110	2011	2011	8	Не истек
24	Киренск	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	110	2011	2011	8	Не истек
	Киренск	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	110	2011	2011	8	Не истек
25	Лена	Т-3	ТДТН-25000	110	1986	1987	32	Истек
	Лена	Т-4	ТДТН-25000	110	1987	1988	31	Истек
	Лена	Т-5	ТРДН-40000	110	2003	2004	15	Не истек

26	Макарово	Т-1	ТМН-6300/110-71 У1	110	1977	1997	22	Истек
27	Осетрово	Т-1	ТДТН-16000/110/10	110	1988	1992	27	Истек
	Осетрово	Т-2	ТДТН-16000/110/10	110	1986	1992	27	Не истек
28	Подымахино	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	1984	1984	35	Не истек
	Подымахино	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	1983	1984	35	Истек
29	ЦРММ	Т-1	ТМН-2500/110/10	110	1982	1984	35	Истек

Таблица В.20 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Мощность, ВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 220 кВ Слюдянка	1Т	ТДТГ	15000	1955	64	Истек
		2Т	ТДТГ	15000	1960	59	Истек
		3Т	ТДТНЖ	40000	1997	22	–
		4Т	ТДТНГЭ	31500	1978	41	Истек
2	ПС 110 кВ Ангасолка	Т1	ТДТНЖ	40000	2008	11	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	2006	13	–
3	ПС 110 кВ Андриановская	Т1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
4	ПС 110 кВ Подкаменная	Т1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
5	ПС 110 кВ Рассоха	Т1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
6	ПС 110 кВ Б.луг	Т1	ТДТН	16000	1980	39	Истек
		Т2	ТДТН	16000	1967	52	Истек
7	ПС 110 кВ Гончарово	Т1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
8	ПС 110 кВ Иркутск-Сортировочный	Т-1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-3	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
9	ПС 110 кВ Максимовская	Т-1	ТДТН	16000	1985	34	Истек
		Т-2	ТДТН	25000	2009	10	–
10	ПС 110 кВ Делюр	Т-1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
11	ПС 110 кВ Тыреть	Т-1	ТДТНГ	20000	1959	60	Истек
		Т-2	ТДТНГ	15000	1963	56	Истек

12	ПС 110 кВ Залари	Т-1	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
13	ПС 110 кВ Головинская	Т-1	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
14	ПС 110 кВ Забитуй	Т-1	ТДТНГ	20000	1959	60	Истек
		Т-2	ТДТН	16000	1974	45	Истек
15	ПС 110 кВ Жаргон	Т-1	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		РПТ1	ТДТН	40000	1998	21	–
16	ПС 110 кВ Мальта	Т-1	ТДТН	40000	1975	44	Истек
		Т-2	ТДТН	40000	1975	44	Истек
17	ПС 110 кВ Половина	Т-1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
18	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское	Т-1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
19	ПС 110 кВ Тельма	Т-1	ТДТН	16000	1986	33	Истек
		Т-2	ТДТН	16000	1986	33	Истек
20	ПС 110 кВ Суховская	Т-1	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
21	ПС 110 кВ Академическая	Т-1	ТДТН	25000	2004	15	–
22	ПС 110 кВ Мегет	Т-1	ТДТН	25000	1974	45	Истек
		Т-2	ТДТН	25000	1973	46	Истек
23	ПС 110 кВ Зима	Т-1	ТДТНЖ	40000	1996	23	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1995	24	–
		Т-3	ТДТН	40000	1976	43	Истек
		Т-4	ТДТН	40000	1981	38	Истек
24	ПС 110 кВ Харик	Т-1	ТДТНЖ	40000	1987	38	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1987	38	Истек
25	ПС 110 кВ Тулюшка	Т-1	ТДТНЖ	40000	1989	30	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1989	39	Истек
26	ПС 110 кВ Нюра	Т-1	ТДТНЭ	40000	1974	45	Истек
		Т-2	ТДТНЭ	40000	1971	48	Истек
27	ПС 110 кВ Будагово	Т-1	ТДТНЖ	40000	1988	31	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1991	28	Истек
28	ПС 110 кВ Худоеланская	Т-1	ТДТНЖ	40000	1990	29	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1986	33	Истек
29	ПС 110 кВ Нижнеудинск	Т-1	ТДТНЖ	40000	1990	29	Истек

		Т-2	ТДТНЖ	40000	1986	33	Истек
		Т-3	ТДТН	25000	1985	34	Истек
30	ПС 110 кВ Ук	Т-1	ТДТНЖ	40000	1984	35	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1986	33	Истек
31	ПС 110 кВ Замзор	Т-1	ТДТНЖ	40000	1991	28	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1991	28	Истек
32	ПС 110 кВ Облепиха	Т-1	ТДТНЖ	40000	1989	30	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1986	33	Истек
33	ПС 110 кВ Невельская	Т-1	ТДТН	40000	1979	40	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2016	3	–
34	ПС 110 кВ Новочунка	Т-1	ТДТНЖ	40000	2012	7	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2012	7	–
35	ПС 110 кВ Чуна тяговая	Т-1	ТДТНЖ	25000	1984	35	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1985	34	Истек
36	ПС 110 кВ Чукша	Т-1	ТДТНЖ	40000	2015	4	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2015	4	–
37	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	Т-1	ТДТНЖ	40000	1985	34	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1991	28	Истек
38	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Т-1	ТДТНЖ	40000	1989	30	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1990	29	Истек
39	ПС 110 кВ Огневка	Т-1	ТДТНЖ	40000	1978	41	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1979	40	Истек
40	ПС 110 кВ Турма	Т-1	ТДТНЖ	25000	1985	34	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1985	34	Истек
41	ПС 110 кВ МПС	Т-1	ТРДН	40000	1982	37	Истек
		Т-2	ТДТН	25000	1994	25	–
42	ПС 110 кВ Моргудон	Т-1	ТДТНЖ	40000	1978	41	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1979	40	Истек
43	ПС 110 кВ Коршуниха	Т-1	ТДТНЖ	40000	2016	3	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2017	2	–
44	ПС 110 кВ Черная	Т-1	ТДТНЖ	40000	2003	16	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2017	2	–
45	ПС 110 кВ Видим	Т-1	ТДТНЖ	40000	1989	30	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	40000	1986	33	Истек
46	ПС 110 кВ Кежемская	Т-1	ТДТНЖ	40000	2015	4	–
		Т-2	ТДТНЖ	40000	2015	4	–
47	ПС 110 кВ Зяба	Т-1	ТДТНГ	31500	1960	59	Истек

		Т-2	ТДТНГ	31500	1960	59	Истек
48	ПС 110 кВ Хребтовая	Т-1	ТДТНЖ	40000	1993	26	–
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
49	ПС 110 кВ Семигорск	Т-1	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
50	ПС 110 кВ Ручей	Т-1	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
51	ПС 110 кВ Усть-Кут	Т-1	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
		Т-2	ТДТНЖ	25000	1975	44	Истек
52	ПС 110 кВ Игирма	Т-1	ТДЦТП	32000	1983	36	Истек
		Т-2	ТДЦТП	32000	2012	7	–
53	ПС 110 кВ Рудногорская	Т-1	ТДТНЖ	40000	1999	20	–
		Т-2	ТРДТНЖ	40000	2000	19	–
54	ПС 110 кВ Усть-Илимск	Т-1	ТДТГЭ	40500	1996	23	–
		Т-2	ТДТНГЭ	31500	1995	24	–

Таблица В.21 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Витимэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Дисп.наименование	Тип тр-ра	Напряжение ВН кВ	Мощность тр-ра (МВа)	Год ввода в эксплуатацию	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Бодайбинская	Т-1	ТДТН-16000/110	110	16	2012	7	
		Т-2	ТДТН-16000/110	110	16	1980	39	Истек
		Т-3	ТДТН-16000/110	110	16	1980	39	Истек
2	Артемовская	Т-1	ТДТН-16000/110-80 У1	110	16	1990	29	Истек
		Т-2	OVTN-10000/110	110	10	1962	57	Истек
3	Мараканская	Т-1	ТМТД-10000/110	110	10	1969	50	Истек
		Т-2	ТМТ-6300/110	110	6,3	1969	50	Истек
4	Кропоткинская	Т-1	ТДТН-16000/110	110	16	2003	16	
		Т-2	ТДТН-10000/110	110	10	1995	24	
5	Вачинская	Т-1	ТДТН-10000/110-У1	110	10	1994	25	Истекает в 2019 г.
		Т-2	ТМТГ-5600/110-У1	110	5,6	1969	50	Истек
6	Светлый	Т-1	ТДТН-10000/110-У1	110	10	1969	50	Истек
7	Перевоз	Т-1	ТДТН-10000/110	110	10	2003	16	
		Т-2	ТДТН-10000/110	110	10	2003	16	
10	РП 110 кВ Полюс	Т-1	ТМН-2500/110 - УХЛ1	110	2,5	2016	3	
		Т-2	ТМН-2500/110 - УХЛ1	110	2,5	2016	3	

Таблица В.22 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Витимэнергосбыт»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Мамаканская ГЭС	Т-1	ТДГ-31500/110	1961	58	Истек
		Т-2	ТДГ-31500/110	1961	58	Истек
		Т-3	ТДГ-31500/110	1962	57	Истек
		Т-4	ТДГ-31500/110	1962	57	Истек

Таблица В.23 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ОГУЭП «Облкоммунэнерго»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 110 кВ Мусковит	Т-1	ТМТГ-7500/110/35/6	1969	50	Истек
		Т-2	ТМТГ-5600/110/35/6	1969	50	Истек
		Т-3	ТМТГ-6300/110/35/6	1969	59	Истек
2	ПС 110 кВ Слюдянка	Т-1	ТМТГ-5600/110/35/10	1965	54	Истек
3	ПС 110 кВ Согдиондон	Т-1	ТМТГ-6300/110/35/10	1959	60	Истек
		Т-2	ТМТГ-6300/110/35/10	1959	60	Истек

Таблица В.24 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ прочих собственников

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Хозяйственная принадлежность	Тип	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 110 кВ Невский	Т-1		н/д	н/д	н/д	н/д
2	ПС 110/6 кВ Анангра	Т-1		ТНМ-2500/110	2014	5	–
3	ПС 110 кВ Большой Баллаганах	н/д		н/д	н/д	н/д	н/д
4	ПС 110 кВ Дяля	н/д		н/д	н/д	н/д	н/д
5	ПС 110 кВ Чаянгро	н/д		н/д	н/д	н/д	н/д
6	ПС 110 кВ Высочайший	н/д		н/д	н/д	н/д	н/д
7	ПС 110 кВ Вернинская	н/д		н/д	н/д	н/д	н/д
8	ПС 110 кВ Угахан	Т-1	ООО «ГОК «Угахан»	ТДН-16000/110 УХЛ1	2018	–	–
9	ПС 110 кВ Угахан	Т-2	ООО «ГОК «Угахан»	ТДН-16000/110 УХЛ1	2018	–	–

Таблица В.25 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ АО «Братская электросетевая компания»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС №22	Т-1	ТДТН-10000/110/35/6	1965	54	Истек
2	ПС 110 кВ Солнечная	Т-1	ТРДН-40000/110/10	1997	22	–
		Т-2	ТРДН-40000/110/10	1997	22	–
3	ПС 110 кВ Ангарстрой	Т-1	ТДТГ-20000/110/6	1996	23	–
		Т-2	ТДТГ-20000/110/6	1996	23	–
4	ПС 110 кВ КПД	Т-1	ТДН-16000/110/6	1980	39	Истек
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1980	39	Истек
5	ПС 110 кВ Бикей	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	1999	20	–
		Т-2	ТАМГ-2500/110/10	1999	20	–

Таблица В.26 – Сводные данные по трансформаторам 110 кВ ООО «Транснефть-Восток»

№ п/п	ПС	Дисп. Наимен	Количество и мощность силовых трансформаторов	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 110/6 «НП 17»	н/д	2 трансформатора ТДН-10000/110	–	1968	2011	8	–
2	ПС 110/6 «Топорок»	н/д	2 трансформатора ТДН-10000/110	–	1972	2016	3	–
3	ПС 110/6 «Тулун»	н/д	2 трансформатора ТДН-10000/110	–	1972	2014	5	–
4	ПС 110/6 "НП 18"	н/д	2 трансформатора ТДН-10000/110	–	1968	–	51	Истек

п.1-4 в аренде у ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис».

Таблица В.27 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
17	Усть-Кут	Т-1	ТДН-10000/220	220	-	2017	2	–

Таблица В.28 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Бытовая	Т-1	ТРДЦН-63000/220/10/10	220	1984	2016	3	–
	Бытовая	Т-2	ТРДЦН-63000/220/10/10	220	1984	2017	2	–
2	Левобережная	Т-1	ТДН-63000/220/35	220	2007	2007	12	–
	Левобережная	Т-2	ТДН-63000/220/35	220	2008	2009	10	–
3	Н.Ленино	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/6	220	2000	2000	19	–
	Н.Ленино	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/6	220	1999	1999	29	–
4	Общезаводская (находится на эксплуатационном обслуживании по договору с ПАО «Русал Братск»)	Т-1	ТРДНС-40000/220/10	220	2006	2008	11	–
		Т-2	ТРДНС-40000/220/10	220	2006	2008	11	–
5	Светлая	Т-1	SFSZ-40000/220/35/10	220	2017	2019	–	–
	Светлая	Т-2	SFSZ-40000/220/35/10	220	2017	2019	–	–
6	Шелехово	АТ-8	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1983	1985	32	Истек
	Шелехово	АТ-9	АТДЦТН-200000/220	220	2007	2018	1	–
	Шелехово	Т-3 ф.А	ОД-66667/220/10	220	1972	1979	40	Истек
	Шелехово	Т-3 ф.В	ОД-66667/220/10	220	1979	1979	40	Истек
	Шелехово	Т-3 ф.С	ОД-66667/220/10	220	1968	1991	28	Истек
	Шелехово	Т-4 ф.А	ОД-66667/220/10	220	1968	1970	49	Истек
	Шелехово	Т-4 ф.В	ОД-66667/220/10	220	1979	1980	39	Истек
	Шелехово	Т-4 ф.С	ОД-66667/220/10	220	1980	1981	38	Истек
	Шелехово	Т-6 ф.А	ОД-66667/220/10	220	1980	1982	37	Истек
	Шелехово	Т-6 ф.В	ОД-66667/220/10	220	1978	1993	26	Истек
	Шелехово	Т-6 ф.С	ОД-66667/220/10	220	1968	1971	48	Истек
7	Байкальская	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1973	1974	45	Истек
	Байкальская	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1979	1980	39	Истек
	Байкальская	Т-4	ТРДЦН-63000/220/10	220	1985	2009	10	–
8	Правобережная	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1982	1982	37	Истек
	Правобережная	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1979	1980	39	Истек
9	Восточная	АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	2015	2015	4	
	Восточная	АТ-2	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	2015	2015	4	
10	Быстрая	Т-1	ТМН-2500/110/6	220	2007	2008	11	–

12	БЦБК	Т-1	ТДТН-40000/220/35/6	220	1976	1984	35	Истек
	БЦБК	Т-2	ТДТН-40000/220/35/6	220	1979	1980	39	Истек

Таблица В.29 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Иркутская	АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	1981	1982	37	Истек
	Иркутская	Т-2	ТДТН-40000/220/35/11	220	1992	2001	18	–
	Иркутская	Т-4 ф В	ОДГ-60000/220/35	220	1958	1958	61	Истек
	Иркутская	Т-4 ф С	ОДТГ-60000/220/35	220	1957	1965	54	Истек
	Иркутская	Т-4 ф А	ОДГ-60000/220/35	220	1957	1958	61	Истек
	Иркутская	АТ-5	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	1985	1986	33	Истек
	Иркутская	АТ-11	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	1982	1983	36	Истек
	Иркутская	АТ-6	АТДЦТН 250000/220/110 УХЛ1	220	2010	2010	9	–
	Иркутская	АТ-7	АТДЦТН-250000/220/110/10	220	1983	1984	35	Истек
	Иркутская	Т-3	ТДН-40000/220	220	2013	2013	6	–
2	УП-15	Т-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1974	1980	39	Истек
	УП-15	Т-2	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1976	1980	39	Истек
3	Черемхово	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1991	1996	23	–
	Черемхово	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1990	1997	37	Истек

Таблица В.30 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Ново-Зиминская	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1975	1981	38	Истек
	Ново-Зиминская	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1984	1978	41	Истек
2	Тулун	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1990	1992	27	Истек
	Тулун	АТ-2	АТДЦТГ-120000/220/110/10	220	1962	1962	57	Истек
3	Озерная	Т-2	ТРДН-63000/220	220	2008	2017	2	–

Таблица В.31 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	БЛПК	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1979	1983	36	Истек
	БЛПК	АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1977	1980	39	Истек
2	Джижива	Т-1	ТДГ-25000/220/35	220	1966	1988	31	Истек
3	Заводская	АТ-1	АТДЦТГН-63000220/110/10	220	1973	1974	45	Истек
	Заводская	АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110/10	220	1972	1973	46	Истек
4	Опорная	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1985	1988	31	Истек
	Опорная	АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1988	1988	31	Истек
5	Падунская	АТ-1	OSFPSZ-125000.220	220	2013	2013	6	Не истек
	Падунская	АТ-2	АТДЦТН-125000/220110/35	220	1983	1984	35	Истек
	Падунская	Т-3	ТРДН-63000/220/35	220	1993	1999	20	Не истек
6	Пурсей	Т-1	ТРДЦН-63000/220/10	220	1992	1992	27	Истек
	Пурсей	Т-2	ТРДЦНГ-63000/220/10	220	1972	1994	25	Истек
7	СПП-220	Т-2	ТДТН-25000/220	220	1975	2015	4	Не истек
	СПП-220	Т-1	ТДТН-25000/220/35/6	220	1975	1976	43	Истек
8	Коршуниха	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1975	1993	26	Истек
	Коршуниха	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/10	220	1975	1992	27	Истек
9	Рудногорская	АТ-1	АТДЦТН-63000/220/110/35	220	1988	1988	31	Истек
	Рудногорская	АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110/35	220	1984	1985	34	Истек
10	№ 3	Т-1	ТДТН-40000/220/35/6	220	1971	1973	46	Истек
	№ 3	Т-2	ТДТН-40000/220/35/6	220	1971	1974	45	Истек
11	№ 6	Т-1	ТРДЦНГ-63000/220/6	220	1970	1989	30	Истек
	№ 6	Т-2	ТРДЦН-63000/220/6	220	1991	1994	25	Истек
	№ 6	Т-3	ТРДЦН-63000/220/6	220	1991	1991	28	Истек
	№ 6	Т-4	ТРДЦНГ-63000/220/6	220	1969	1998	21	Не истек
12	Сибирская	Т-1	ТДТН-40000/220/35/10	220	1981	1984	35	Истек
	Сибирская	Т-2	ТДТН-40000/220/35/10	220	1986	1986	33	Истек
	Сибирская	Т-3	ТДТН-25000/220/35/10	220	1990	1998	21	Не истек
13	Таежная	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1989	1989	30	Истек
	Таежная	АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110/10	220	1989	1990	29	Истек
14	Киренга	АТ-1	АТДЦТН-63000	220	1985	1986	33	Истек
	Киренга	АТ-2	АТДЦТН-63000	220	1983	1984	35	Истек
15	Лена	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	220	2008	2008	11	Не истек
	Лена	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110	220	2010	2010	8	Не истек

16	Покосное	Т-1	ТДТН-25000/220/35/10	220	1976	1978	41	Истек
	Покосное	Т-2	PML-20000/220/35/10	220	1963	1966	53	Истек
	Покосное	Т-3	ТДТН-25000/220/35/10	220	1990	1999	20	Не истек

Таблица В.32 – Сводные данные по (авто) трансформаторам 220 кВ Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Мощность, ВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 220 кВ Слюдянка	АТ-1	АТДЦТН	125000	1992	27	Истек
		АТ-2	АЦДТНГН	63000	1975	44	Истек
2	ПС 220 кВ Якурим	Т1	ТДТНГУ	20000	1990	29	Истек
		Т2	ТДТНЖ	40000	1991	28	Истек
		Т3	ОРДТНЖ	25000	1990	29	Истек
		Т4	ОРДТНЖ	25000	1990	29	Истек
3	ПС 220 кВ Звездная	Т1	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		Т2	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		Т3	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
4	ПС 220 кВ Ния	Т1	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		Т2	ОРДТНЖ	25000	2017	2	–
		Т3	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		РПТ-4	ТДТН	25000	1986	33	Истек
5	ПС 220 кВ Улькан	Т1	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		Т2	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		Т3	ОРДТНЖ	25000	1986	33	Истек
		РПТ-4	ТДТН	25000	1986	33	Истек
6	ПС 220 кВ Кунерма	Т1	ОРДТНЖ	25000	1984	35	Истек
		Т2	ОРДТНЖ	25000	1985	34	Истек
		Т3	ОРДТНЖ	25000	1985	34	Истек
		РПТ-4	ТДТН	25000	2015	4	–
7	ПС 220 кВ Тубинская	Т1	ТДТНЖУ	40000	2003	16	–
		Т2	ТДТНЖ	40000	2002	17	–
8	ПС 220 кВ Байкальская	Т1	ТДТНЖ	40000	1981	38	Истек
		Т2	ТДТНЖ	40000	1983	36	Истек

Таблица В.33 – Сводные данные по (авто) трансформаторам 220 кВ АО «Витимэнерго»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	Мощность, МВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 220 кВ Мамакан	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	2012	7	–
2	ПС 220 кВ Мамакан	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110 У1	125	2018	1	–

Таблица В.34 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ ООО «Транснефть-Восток»

№ п/п	ПС	Количество и мощность силовых трансформаторов	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	ПС 220/10 кВ НПС-3	2 трансформатора ТРДН-40000/220	–	2017	–	2	–
2	ПС 220/10 кВ НПС-4	2 трансформатора ТДН-25000/220	–	2009	–	10	–
3	ПС 220/10 кВ НПС-6	2 трансформатора ТДН-40000/220	–	2017	–	2	–
4	ПС 220 кВ НПС-8	2 трансформатора ТДН-40000/220	–	2017	–	2	–
5	ПС 220 кВ НПС-9	2 трансформатора ТДН-40000/220	–	2017	–	2	–
6	ПС 220 кВ НПС-7	2 трансформатора ТДН-40000/220	2017	2018	–	1	–

п.3, 5, 6 в аренде у ООО «ТранснефтьЭлектросетьСервис».

Таблица В.35 – Сводные данные по трансформаторам 220 кВ прочих собственников

№ п/п	ПС	Хозяйственная принадлежность	Дисп. наимен.	Тип	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	КПП-4 (ЦП: КРУЭ 5 серии ИркАЗ)	филиал ПАО "РУСАЛ Братск в г. Шелехов	н/д	KDOR 91740/220	2018	1	–

Таблица В.36 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Ключи	АТ-1	456мва 500/230 YnaO OFAF	500	2006	2008	11	–
	Ключи	АТ-2	456мва 500/230 YnaO OFAF	500	2006	2008	11	–
	Ключи	АТ-3	456мва 500/230 YnaO OFAF	500	2006	2012	7	–

Таблица В.37 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Иркутская	АТ-8 ф А	АОДЦТН-267000/500/220/10	500	1991	1991	28	Истек
	Иркутская	АТ-8 ф В	АОДЦТН-267000/500/220/10	500	1991	1991	28	Истек
	Иркутская	АТ-8 ф С	АОДЦТН-267000/500/220/10	500	1991	1991	28	Истек
	Иркутская	АТ-9 ф А	АОДЦТГ-250000/500/220/10	500	1962	1963	56	Истек
	Иркутская	АТ-9 ф В	АОДЦТГ-250000/500/220/10	500	1962	1963	56	Истек
	Иркутская	АТ-9 ф С	АОДЦТГ-250000/500/220/10	500	1963	1963	56	Истек
	Иркутская	АТ-10 ф А	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	500	2014	2014	5	–
	Иркутская	АТ-10 ф В	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	500	2012	2012	7	–
	Иркутская	АТ-10 ф С	АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	500	2011	2011	8	–

Таблица В.38 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	БПП-500	АТ-1 ф.А	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1985	1987	32	Истек
	БПП-500	АТ-1 ф.В	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1985	1987	32	Истек
	БПП-500	АТ-1 ф.С	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1985	1987	32	Истек
	БПП-500	АТ-2 ф.А	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1988	1988	31	Истек
	БПП-500	АТ-2 ф.В	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1988	1988	31	Истек
	БПП-500	АТ-2 ф.С	АОДЦТН-167000/500/220/10	500	1988	1988	31	Истек

Таблица В.39 – Сводные данные по трансформаторам 500 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»

№ п/п	ПС	Дисп. наимен.	Тип	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)
1	Тайшет	АТ-1	АТДЦТН-250000/500/110/35	500	2005	2006	13	–
	Тайшет	АТ-2	АТДЦТН-250000/500/110/35	500	2004	2004	15	–
2	Ново-Зиминская	АТ-3	АТДЦТН-500000/500/220	500	1984	1991	28	Истек
3	Озерная	АТ-3	3хАОДЦН-167000/500/220)	500	2009	2017	2	–

Приложение Г
Перечень основного оборудования электростанций: котлоагрегатов, турбин, генераторов, (авто) трансформаторов напряжением 110–500 кВ

Таблица Г.1.1 – Состав парка турбинного оборудования ПАО «Иркутскэнерго» (паровые турбины)

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
ТЭЦ-6						
Турбина паровая	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.01.65	60	156
Турбина паровая	2	Р-50-130/13	ЛМЗ	00.12.65	50	187
Турбина паровая	3	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.12.71	60	156
Турбина паровая	4	Р-50-130/13/2	ЛМЗ	00.03.73	50	187
Турбина паровая	5	Р-50-130/13	ЛМЗ	00.06.77	50	187
ТЭЦ ТИ и ТС ТЭЦ-6						
Турбина паровая	1	АР-6-35/5	КТЗ	00.12.61	6	38
Турбина паровая	2	АР-6-35/6	КТЗ	00.04.63	6	43
ТЭЦ-9						
Турбина паровая	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.05.63	60	144
Турбина паровая	2	ПТ-50-130/13	ЛМЗ	00.09.63	50	144
Турбина паровая	3	Р-50-130/15	ЛМЗ	30.06.64	50	188
Турбина паровая	4	Р-50-130/15	ЛМЗ	00.09.68	50	188
Турбина паровая	5	Т-60/65-130	ТМЗ	00.07.66	60	105
Турбина паровая	6	Т-60/65-130	ТМЗ	00.07.69	60	105
Турбина паровая	7	Т-110/120-130	ТМЗ	00.02.80	110	184
Турбина паровая	8	Р-100-130/15	ТМЗ	00.12.83	100	359,7
Участок №1 ТЭЦ-9						
Турбина паровая	7	Р-25-90/18	ХТГЗ	00.05.61	24	160
Турбина паровая	9	ПТ-30-90/10	ТМЗ	00.10.54	30	120
Турбина паровая	10	ПТ-25-90/10	ТМЗ	00.12.54	25	73
ТЭЦ-10						
Турбина паровая БЛ	1	ПТ-60-90/13	ЛМЗ	00.09.59	60	173
Турбина паровая БЛ	2	К-150-130	ХТГЗ	00.03.60	150	40
Турбина паровая БЛ	3	К-150-130	ХТГЗ	00.06.60	150	40

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
Турбина паровая БЛ	4	К-150-130	ХТГЗ	00.11.60	150	40
Турбина паровая БЛ	5	К-150-130	ХТГЗ	00.01.61	150	40
Турбина паровая БЛ	6	К-150-130	ХТГЗ	00.06.61	150	150
Турбина паровая БЛ	7	К-150-130	ХТГЗ	00.11.61	150	40
Турбина паровая БЛ	8	К-150-130	ХТГЗ	00.02.62	150	40
ТЭЦ-11						
Турбина паровая	1	ПТ-22-90/10	ТМЗ	00.12.59	22	100
Турбина паровая	2	ПТ-19-90/10	ТМЗ	00.03.60	19	72
Турбина паровая	3	ПТ-50-130/13	ЛМЗ	00.03.61	50	145
Турбина паровая	4	Т-50-130	ТМЗ	00.06.64	50	98
Турбина паровая	5	Р-50-130/13	ЛМЗ	00.12.65	50	190
Турбина паровая	6	Т-50-130	ТМЗ	00.12.66	50	109
Турбина паровая	8	Т-79.3-130-1	ТМЗ	00.06.71	79,3	143
ТЭЦ-12						
Турбина паровая	1	ПР-6-35/5/1,2М	КТЗ	00.12.94	6	34
Турбина паровая	2	Р-6-3,4/0,5-1	КТЗ	01.01.2011	6	40
ТЭЦ-16						
Турбина паровая	1	ПР-6-35-10/1,2	КТЗ	00.07.93	6	44
Турбина паровая	2	Р-12-35/5	КТЗ	15.06.06	12	73
Ново-Иркутская ТЭЦ						
Турбина паровая	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.12.75	60	146
Турбина паровая	2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.12.76	60	146
Турбина паровая	3	Т-175/210-130	ТМЗ	00.01.80	175	280
Турбина паровая	4	Т-175/210-130	ТМЗ	00.12.84	175	280
Турбина паровая	5	Т-185/220-130	ТМЗ	00.12.87	185	290
Турбина паровая	6	Р-53-130/13	ЛМЗ	29.11.2013	53	190
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ						
Турбина паровая	1	АР-6-35/5	КТЗ	00.05.61	6	40
Турбина паровая	2	АР-6-35/3	КТЗ	00.12.61	6	30
Турбина паровая	3	АР-6-35/3	КТЗ	00.07.62	6	30
Усть-Илимская ТЭЦ						
Турбина паровая	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	00.12.78	60	169
Турбина паровая	3	Т-110/120-130-3	ТМЗ	00.12.79	110	184
Турбина паровая	4	Р-50-130/13	ЛМЗ	00.09.80	50	188
Турбина паровая	5	Т-110/120-130	ТМЗ	00.12.80	110	184

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
Турбина паровая	6	Т-185/220-130	ТМЗ	00.01.90	185	290
Ново-Зиминская ТЭЦ						
Турбина паровая	1	ПТ-80/100-130/13	ЛМЗ	00.03.81	80	210
Турбина паровая	2	ПТ-100/114-130/13	ЛМЗ	00.03.82	100	196
Турбина паровая	3	ПТ-80/100-130/13	ЛМЗ	00.07.83	80	210

Таблица Г.1.2 – Состав парка турбинного оборудования ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация» (гидравлические турбины)

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
Иркутская ГЭС						
Турбина гидро	1	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.56	82,8	-
Турбина гидро	2	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.56	82,8	-
Турбина гидро	3	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.57	82,8	-
Турбина гидро	4	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.57	82,8	-
Турбина гидро	5	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.57	82,8	-
Турбина гидро	6	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.57	82,8	-
Турбина гидро	7	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.58	82,8	-
Турбина гидро	8	ПЛ-577-ВБ-720	ТБАТ	00.00.58	82,8	-
Братская ГЭС						
Турбина гидро	1	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	28.06.1963	250	-
Турбина гидро	2	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	28.06.1963	250	-
Турбина гидро	3	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	28.09.1963	250	-
Турбина гидро	4	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	28.09.1963	250	-
Турбина гидро	5	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	12.12.1963	250	-
Турбина гидро	6	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	29.12.1963	250	-
Турбина гидро	7	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	23.12.1965	250	-
Турбина гидро	8	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	15.12.1966	250	-
Турбина гидро	9	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	26.12.1962	250	-
Турбина гидро	10	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	13.12.1962	250	-
Турбина гидро	11	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	17.11.1962	250	-
Турбина гидро	12	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	05.11.1962	250	-
Турбина гидро	13	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	27.06.1962	250	-

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
Турбина гидро	14	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	11.04.1962	250	-
Турбина гидро	15	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	31.12.1961	250	-
Турбина гидро	16	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	29.12.1961	250	-
Турбина гидро	17	РО-669-ВМ-550	ЛМЗ	20.12.1961	250	-
Турбина гидро	18	РО-662-ВМ-550	ЛМЗ	28.11.1961	250	-
Усть-Илимская ГЭС						
Турбина гидро	1	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	28.12.1974	240	-
Турбина гидро	2	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	28.12.1974	240	-
Турбина гидро	3	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	29.12.1974	240	-
Турбина гидро	4	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	20.05.1975	240	-
Турбина гидро	5	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	29.09.1975	240	-
Турбина гидро	6	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	03.01.1976	240	-
Турбина гидро	7	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	06.01.1976	240	-
Турбина гидро	8	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	24.02.1976	240	-
Турбина гидро	9	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	29.09.1976	240	-
Турбина гидро	10	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	13.12.1976	240	-
Турбина гидро	11	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	28.12.1976	240	-
Турбина гидро	12	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	23.04.1977	240	-
Турбина гидро	13	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	23.09.1977	240	-
Турбина гидро	14	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	30.09.1977	240	-
Турбина гидро	15	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	15.10.1977	240	-
Турбина гидро	16	РО-100/810-ВМ-550	ЛМЗ	31.03.1979	240	-

Таблица Г.2 – Состав парка котельного оборудования ПАО «Иркутскэнерго»

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Параметры острого пара	
					давление, кгс/см^2	температура, °С
ТЭЦ-6						
Котел паровой	1	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	2	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	3	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	4	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	5	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	6	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	7	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
Котел паровой	8	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Параметры острого пара	
					давление, кгс/см^2	температура, °С
Котел паровой	10	БКЗ-320-140ПТ	БКЗ	320	140	560
ТЭЦ ТИ и ТС ТЭЦ-6						
Котел паровой	2	БКЗ-75-39ФБ	ТКЗ	75	39	440
Котел паровой	3	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	5	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	6	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	7	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	9	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
ТЭЦ-9						
Котел паровой	1	ТП-85-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	2	ТП-85-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	3	ТП-85-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	4	ТП-85-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	5	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	6	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	7	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	8	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	9	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	10	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	11	ТП-81-140ПТ	ТКЗ	420	140	560
Участок № 1 ТЭЦ-9						
Котел паровой	12	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	13	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	14	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	15	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	16	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	17	ПК-10	ЗИО	230	110	510
Котел паровой	18	ПК-10	ЗИО	230	110	510
ТЭЦ-10						
Котел паровой	1	ТП-10	ТКЗ	220	100	540
Котел паровой	2	ТП-10	ТКЗ	220	100	540
Котел паровой	3	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	4	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	5	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	6	ПК-24	ТКЗ	270	140	545

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Параметры острого пара	
					давление, кгс/см^2	температура, °С
Котел паровой	7	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	8	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	9	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	10	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	11	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	12	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	13	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	14	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	15	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
Котел паровой	16	ПК-24	ТКЗ	270	140	545
ТЭЦ-11						
Котел паровой	1	БКЗ-160-100	БКЗ	160	100	540
Котел паровой	2	БКЗ-160-100	БКЗ	160	100	540
Котел паровой	3	БКЗ-210-140	БКЗ	210	140	560
Котел паровой	4	БКЗ-210-140	БКЗ	210	140	560
Котел паровой	6	ТП-85	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	7	ТП-81	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	8	ТП-81	ТКЗ	420	140	560
Котел паровой	9	ТП-81	ТКЗ	420	140	560
ТЭЦ-12						
Котел паровой	7	ТП-30	ТКЗ	30	22	375
Котел паровой	8	ТП-30	ТКЗ	30	22	375
Котел паровой	9	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	10	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	11	БКЗ-75-39ФБ	ТКЗ	75	39	440
ТЭЦ-16						
Котел паровой	1	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	2	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	3	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	4	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	5	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Ново-Иркутская ТЭЦ						
Котел паровой	1	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	2	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	3	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Производительность, т/ч	Параметры острого пара	
					давление, кгс/см^2	температура, °С
Котел паровой	4	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	5	БКЗ-500-140-1С	БКЗ	500	140	560
Котел паровой	6	БКЗ-500-140-1С	БКЗ	500	140	560
Котел паровой	7	БКЗ-500-140-1С	БКЗ	500	140	560
Котел паровой	8	БКЗ-820-140-1С	БКЗ	820	140	560
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ						
Котел паровой	1	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	2	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	3	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	4	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	75	39	440
Котел паровой	5	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	6	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Котел паровой	7	БКЗ-75-39ФБ	БЕЛКЗ	75	39	440
Усть-Илимская ТЭЦ						
Котел паровой	1	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	2	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	3	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	4	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	5	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	7	БКЗ-420-140-ПТ-2	БКЗ	420	140	560
Ново-Зиминская ТЭЦ						
Котел паровой	1	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	2	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	3	БКЗ-420-140-6	БКЗ	420	140	560
Котел паровой	4	БКЗ-420-140-7	БКЗ	420	140	560

Таблица Г.3 – Состав парка котельного оборудования районных котельных ПАО «Иркутскэнерго»

Котел	Станционный номер	Тип (марка) котла	Завод-изготовитель	Тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры теплоносителя	
					давление, кгс/см^2	температура, °С
ЦРГК ТИ и ТС ТЭЦ-6						
Котел паровой	1	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	51	39	440
Котел паровой	2	БКЗ-75-39ФБ	БКЗ	51	39	440
Котел водогрейный	3	КВ-ТК-100-150-6	БКЗ	100	25	150
Котел водогрейный	5	КВ-ТК-100-150-6	БКЗ	100	25	150

Блочно-модульная газовая котельная ТИ и ТС ТЭЦ-6						
Котел водогрейный	1	Термотехник ТТ100	Энтророс	2,15	6	115
Котел водогрейный	2	Термотехник ТТ100	Энтророс	2,15	6	115
Котел водогрейный	3	Термотехник ТТ100	Энтророс	4,3	6	115
Котел водогрейный	4	Термотехник ТТ100	Энтророс	4,3	6	115
Котел водогрейный	5	Термотехник ТТ100	Энтророс	4,3	6	115
Котел водогрейный	6	Термотехник ТТ100	Энтророс	4,3	6	115
Котел водогрейный	7	Термотехник ТТ100	Энтророс	4,3	6	115

Таблица Г.4.1 – Сводные данные по генераторам ПАО «Иркутскэнерго»

№ п/п	Наименование ЭС	Генератор	Станц. номер	Тип (марка)	Напряжение, кВ	Год ввода	Год модерн.	Фактический срок эксплуатации	Срок службы*
1	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	Турбогенер.	7	ТВС-30	6,3	1960	1976 ротор 1992 статор	59	Истек
		Турбогенер.	9	ТВ2-30-2	6,3	1954	1982 ротор 1984 статор	65	Истек
		Турбогенер.	10	ТВ2-30-2	6,3	1954	1982 ротор 1986 статор	65	Истек
2	НИТЭЦ Шел.уч.	Турбогенер.	1	Т2-6-2	10,5	1961	-	58	Истек
		Турбогенер.	2	Т2-6-2	10,5	1961	-	58	Истек
		Турбогенер.	3	Т2-6-2	10,5	1962	-	57	Истек
3	Иркутская ТЭЦ-6	Турбогенер.	1	ТВ-60-2	6,3	1965	1982 ротор	54	Истек
		Турбогенер.	2	ТВФ-60-2	6,3	1965	-	54	Истек
		Турбогенер.	3	ТВФ-60-2	6,3	1971	2008 статор	48	Истек
		Турбогенер.	4	ТВФ-63-2	6,3	1973	-	46	Истек
		Турбогенер.	5	ТВФ-63-2	6,3	1977	-	42	Истек
4	Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	Турбогенер.	1	Т2-6-2	6,3	1961	-	58	Истек
		Турбогенер.	2	Т2-6-2	6,3	1963	-	56	Истек
5	Иркутская ТЭЦ-9	Турбогенер.	1	ТВ-60-2	6,3	1963	-	56	Истек
		Турбогенер.	2	ТВ-60-2	6,3	1963	-	56	Истек
		Турбогенер.	3	ТВФ-60-2	6,3	1964	-	55	Истек
		Турбогенер.	4	ТВФ-60-2	6,3	1968	1994 статор	51	Истек
		Турбогенер.	5	ТВФ-60-2	6,3	1966	1994 статор	53	Истек
		Турбогенер.	6	ТВФ-60-2	6,3	1969	-	50	Истек
		Турбогенер.	7	ТВФ-110-2Е	10,5	1988	-	31	Не истек
		Турбогенер.	8	ТВФ-120-2 У3	10,5	1983	-	36	Истек
6	Иркутская ТЭЦ-10	Турбогенер.	1	ТВ-60-2	10,5	1959	-	60	Истек
		Турбогенер.	2	ТВ2-150-2	18	1962	статор 1976 ротор 1980	57	Истек

№ п/п	Наименование ЭС	Генератор	Станц. номер	Тип (марка)	Напряжение, кВ	Год ввода	Год модерн.	Фактический срок эксплуатации	Срок службы*
		Турбогенер.	3	ТВ2-150-2	18	1960	статор 1982 ротор 1978	59	Истек
		Турбогенер.	4	ТВ2-150-2	18	1960	статор ротор 1999	59	Истек
		Турбогенер.	5	ТВ2-150-2	18	1961	статор 1983 ротор 1969	58	Истек
		Турбогенер.	6	ТВ2-150-2	18	1961	ротор 1972	58	Истек
		Турбогенер.	7	ТВ2-150-2	18	1961	статор 1985 ротор 1978	58	Истек
		Турбогенер.	8	ТВ2-150-2	18	1962	ротор 1980	57	Истек
7	Иркутская ТЭЦ-11	Турбогенер.	1	ТВС-30	6,3	1959	-	60	Истек
		Турбогенер.	2	ТВС-30	6,3	1962	статор 1999	57	Истек
		Турбогенер.	3	ТВ-60-2	6,3	1961	статор 1995	58	Истек
		Турбогенер.	4	ТФ-63-2У3	6,3	1999	-	20	Не истек
		Турбогенер.	5	ТВФ-60-2	6,3	1965	-	54	Истек
		Турбогенер.	6	ТВФ-60-2	6,3	1966	-	53	Истек
		Турбогенер.	8	ТВФ-120-2	10,5	1971	-	48	Истек
8	Иркутская ТЭЦ-12	Турбогенер.	1	Т-6-2У3	6,3	1995	-	24	Не истек
		Турбогенер.	2	Т-6-2У3	6,3	2009	-	10	Не истек
9	Иркутская ТЭЦ-16	Турбогенер.	1	Т2-6-2	6,3	1964	-	55	Истек
		Турбогенер.	2	Т2-12-2	6,3	1966	-	53	Истек
10	Н-ИТЭЦ	Турбогенер.	1	ТВФ-63-2	6,3	1975	-	44	Истек
		Турбогенер.	2	ТВФ-63-2	6,3	1976	-	43	Истек
		Турбогенер.	3	ТГВ-200-2М	15,75	1979	-	40	Истек
		Турбогенер.	4	ТГВ-200-2МУ3	15,75	1984	-	35	Истек
		Турбогенер.	5	ТГВ-200-2МУ3	15,75	1987	-	32	Истекает в 2018 г.
		Турбогенер.	6	ТВФ-63-2	6,3	1979(2013)	-	6	-
11	У-ИТЭЦ	Турбогенер.	1	ТВФ-63-2У3	10,5	1978	-	41	Истек
		Турбогенер.	3	ТВФ-120-2У3	10,5	1979	-	40	Истек
		Турбогенер.	4	ТВФ-63-2У3	10,5	1981	-	38	Истек
		Турбогенер.	5	ТВФ-120У3	10,5	1981	-	38	Истек
		Турбогенер.	6	ТГВ-200-2МУ3	10,5	1989	-	30	Не истек
12	Н-ЗТЭЦ	Турбогенер.	1	ТВФ-120-2У3	10,5	1981	-	38	Истек
		Турбогенер.	2	ТВФ-120-2У3	10,5	1982	-	37	Истек
		Турбогенер.	3	ТВФ-120-2У3	10,5	1983	статор1993	36	Истек

Примечание: *нормативный срок службы для турбогенераторов – 30 лет.

Таблица Г.4.2 – Сводные данные по генераторам ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»

№ п/п	Наименование ЭС	Генератор	Станц. номер	Тип (марка)	Напряжение, кВ	Год ввода	Год модерн.	Фактический срок эксплуатации	Срок службы*
1	ИГЭС	Гидрогенер.	1	СВИ1160/180-72	13,8	1956	статор 2001 ротор 2001	63	Истек
		Гидрогенер.	2	СВИ1160/180-72	13,8	1956	статор 1996 ротор 1996	62	Истек
		Гидрогенер.	3	СВИ1160/180-72	13,8	1957	статор 1977 ротор 1999	62	Истек
		Гидрогенер.	4	СВИ1160/180-72	13,8	1957	статор 2003 ротор 2000	62	Истек
		Гидрогенер.	5	СВИ1160/180-72	13,8	1957	статор 1998 ротор 1998	62	Истек
		Гидрогенер.	6	СВИ1160/180-72	13,8	1957	статор 1997 ротор 1976	61	Истек
		Гидрогенер.	7	СВИ1160/180-72	13,8	1958	статор 1995 ротор 1995	61	Истек
		Гидрогенер.	8	СВИ1160/180-72	13,8	1958	статор 2003	56	Истек
2	БГЭС	Гидрогенер.	1	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1973	56	Истек
		Гидрогенер.	2	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1976	56	Истек
		Гидрогенер.	3	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1975	56	Истек
		Гидрогенер.	4	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1976	56	Истек
		Гидрогенер.	5	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1976	56	Истек
		Гидрогенер.	6	СВ1190/250-48	15,75	1963	статор1975	54	Истек
		Гидрогенер.	7	СВ1190/250-48	15,75	1965	статор 1979	53	Истек
		Гидрогенер.	8	СВ1190/250-48	15,75	1966	статор 1981	57	Истек
		Гидрогенер.	9	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1975	57	Истек
		Гидрогенер.	10	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1978	57	Истек
		Гидрогенер.	11	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1976	57	Истек
		Гидрогенер.	12	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1977	57	Истек
		Гидрогенер.	13	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1977	57	Истек
		Гидрогенер.	14	СВ1190/250-48	15,75	1962	статор1977	58	Истек
		Гидрогенер.	15	СВ1190/250-48	15,75	1961	статор 1977	58	Истек
		Гидрогенер.	16	СВ1190/250-48	15,75	1961	статор1978	58	Истек
		Гидрогенер.	17	СВ1190/250-48	15,75	1961	статор 1974	58	Истек
		Гидрогенер.	18	СВ1190/250-48	15,75	1961	статор 1973	45	Истек
3	У-ИГЭС	Гидрогенер.	1	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1974	-	45	Истек
		Гидрогенер.	2	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1974	-	45	Истек
		Гидрогенер.	3	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1974	-	44	Истек
		Гидрогенер.	4	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1975	-	44	Истек
		Гидрогенер.	5	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1975	-	43	Истек
		Гидрогенер.	6	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	43	Истек
		Гидрогенер.	7	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	43	Истек

		Гидрогенер.	8	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	43	Истек
		Гидрогенер.	9	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	43	Истек
		Гидрогенер.	10	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	43	Истек
		Гидрогенер.	11	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1976	-	42	Истек
		Гидрогенер.	12	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1977	-	42	Истек
		Гидрогенер.	13	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1977	-	42	Истек
		Гидрогенер.	14	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1977	-	42	Истек
		Гидрогенер.	15	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1977	-	40	Истек
		Гидрогенер.	16	ВГС1190/215-48-ХЛ-4	15,75	1979	-	63	Истекает в 2019 г.

Примечание: *нормативный срок службы для гидрогенераторов – 40 лет.

Таблица Г.5 – Состав парка турбинного оборудования электростанций промышленных предприятий

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Братске						
ТЭС-2						
Паровая турбина	1	Р-6-35/10	КТЗ	1963	6	н/д
Паровая турбина	2	Р-6-35/6	КТЗ	1965	6	н/д
Паровая турбина	3	Р-6-35/10	КТЗ	1965	6	н/д
Паровая турбина	4	Р-6-35/10	КТЗ	1965	6	н/д
Паровая турбина	5	Р-6-35/10	КТЗ	1965	6	н/д
Паровая турбина	6	Р-6-35/10	КТЗ	Выведен из эксплуатации	0	н/д
ТЭС-3						
Паровая турбина	1	Р-32-8,8/0,65	КТЗ	2013	32,0	н/д
Паровая турбина	2	Р-12-35/5	КТЗ	1973	12,0	н/д
Паровая турбина	3	Р-12-35/5	КТЗ	1974	12,0	н/д
Паровая турбина	4	Р-27-8,8/1,35	КТЗ	2013	27,0	н/д
ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ» в г. Усть-Илимске						
Паровая турбина	1	Р-12-35/5М	КТЗ	1979	12,0	н/д
Паровая турбина	2	Р-8,4-35/5	КТЗ	1979	8,4	н/д
Паровая турбина	3	ПР-6-35/15/5	КТЗ	1980	6,0	н/д
Паровая турбина	4	ПР-6-35/15/5	КТЗ	1981	6,0	н/д
Паровая турбина	5	Р-12-35/5	КТЗ	1981	12,0	н/д

Таблица Г.5.1 – Состав парка турбинного оборудования АО «Витимэнергосбыт»

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
Мамаканская ГЭС						
Гидротурбина	1	ПЛ 642-ВМ-300	ХТГЗ	1961	21,5	-
Гидротурбина	2	ПЛ 642-ВМ-300	ХТГЗ	1961	21,5	-
Гидротурбина	3	ПЛ 642-ВМ-300	ХТГЗ	1962	21,5	-
Гидротурбина	4	ПЛ 642-ВМ-300	ХТГЗ	1962	21,5	-

Таблица Г.5.2 – Состав парка турбинного оборудования ООО «Теплоснабжение»

Турбина	Станционный номер	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Дата ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» в г. Байкальске (бывшая ТЭЦ БЦБК)						
Паровая турбина	1	Р-12-35/5	КТЗ	1966	4	н/д
Паровая турбина	2	Р-12-35/5	КТЗ	1966	4	н/д
Паровая турбина	4	ПР-25/30-90/10/0,9	УТМЗ	1983	16	н/д

Таблица Г.6 – Сводные данные по генераторам электростанций промышленных предприятий

№ п/п	Наименование ЭС	Генератор	Станц. номер	Тип (марка)	Напряжение, кВ	Год ввода	Год модерн.	Фактический срок эксплуатации на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 30 лет)
1	ТЭС-2, ТЭС-3 Филиала АО «Группа ИЛИМ»» в г. Братске	Турбогенератор	1	Т2-6-2	6,3	1965	-	54	Истек
		Турбогенератор	2	Т2-6-2	6,3	1965	-	54	Истек
		Турбогенератор	3	Т2-6-2	6,3	1965	-	54	Истек
		Турбогенератор	4	Т2-6-2	6,3	1967	-	52	Истек
		Турбогенератор	5	Т2-6-2	6,3	1973	-	46	Истек
		Турбогенератор	6	ТТК-32-К-2У3-П	6,3	2013	-	6	–
		Турбогенератор	7	Т-2-12-2	6,3	1973	-	46	Истек
		Турбогенератор	8	Т-2-12-2	6,3	1973	-	46	Истек
		Турбогенератор	9	ТТК-32-К-2У3-П	6,3	2013	-	6	
2	ТЭС Филиала АО «Группа ИЛИМ»» в г. Усть-Илимске	Турбогенератор	1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	4	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	5	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ БЦБК)	Турбогенератор	1	Т2-12-2	6,3	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	2	Т2-12-2	6,3	н/д	н/д	н/д	н/д
		Турбогенератор	4	ТВФ-63-2	6,3	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица Г.6.1 – Сводные данные по генераторам АО «Витимэнергосбыт»

№ п/п	Наименование ЭС	Генератор	Станц. номер	Тип (марка)	Напряжение, кВ	Год ввода	Год модерн.	Фактический срок эксплуатации на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 30 лет)
1	Мамаканская ГЭС	Гидрогенератор	1	ВГС 525/125-28	10,5	1961	н/д	58	Истек
		Гидрогенератор	2	ВГС 525/125-28	10,5	1961	н/д	58	Истек
		Гидрогенератор	3	ВГС 525/125-28	10,5	1962	н/д	57	Истек
		Гидрогенератор	4	ВГС 525/125-28	10,5	1962	н/д	57	Истек

Таблица Г.7.1 – Состав и состояние парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов электростанций ПАО «Иркутскэнерго»

Станционный номер	Тип (марка) трансформатора	Напряжение, кВ		Мощность, кВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)	Завод изготовитель
		Низшее	Высшее					
ТЭЦ-9 (Участок №1)								
Т 01	ТДН-40000/110	31,5	115	40000	1986	33	Истек	5013
Т 02	ТДН-40000/110	31,5	115	40000	1985	34	Истек	5013
Т 03	ТДГ-60000/110	30	121	60000	1961	58	Истек	5006
Т 04	ТДН-40000/110	31,5	115	40000	1986	33	Истек	5013
ТЭЦ-6								
Т 01	ТРДЦН-80000/110	6,3	110	80000	1972	46	Истек	5006
Т 02	ТДЦ-80000/110	6,3	110	80000	1984	35	Истек	5038
ТЭЦ-9								
ТБ 01	ТДТНГ-75000/110	6,3	115	75000	1963	56	Истек	5008
ТБ 02	ТДТНГ-75000/110	6,3	115	75000	1964	55	Истек	5008
ТБ 03	ТДТНГ-75000/110	6,3	115	75000	1964	55	Истек	5008
ТБ 04	ТДЦНГУ-80000/110	6,3	115	80000	1968	51	Истек	5006
ТБ 05	ТДЦНГУ-80000/110	6,3	115	80000	1966	53	Истек	5006
ТБ 06	ТДЦНГУ-80000/110	6,3	115	80000	1969	50	Истек	5008
ТБ 07	ТДЦ-125000/110	10,5	121	125000	1980	39	Истек	5038
ТБ 08	ТДЦ-125000/110	10,5	121	125000	1983	36	Истек	5038
резерв	ТДН-16000/110	6,6	115	16000	1998	21	Не истек	5038
ТЭЦ-10								
ТБ 01	ТДЦ-80000/110	10,5	121	80000	2005	14	Не истек	5018
ТБ 02	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1990	29	Истек	5008
ТБ 03	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1982	37	Истек	5008
ТБ 04	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1988	31	Истек	5008
ТБ 05	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1981	38	Истек	5008
ТБ 06	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1983	36	Истек	5008
ТБ 07	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1989	30	Истек	5008
ТБ 08	ТДЦ-200000/110	18	121	200000	1984	35	Истек	5008
ТР-А	ТДНГ-20000/110	6,3	112	20000	1959	60	Истек	5006
ТР-Б	ТДНГ-20000/110	6,3	112	20000	1959	60	Истек	5006
01 Т	ТДН-16000/110	6,6	115	16000	1987	32	Истек	5038

Станционный номер	Тип (марка) трансформатора	Напряжение, кВ		Мощность, кВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет на 01.01.2019	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)	Завод изготовитель
		Низшее	Высшее					
02 Т	ТДН-16000/110	6,6	115	16000	1986	33	Истек	5038
ТЭЦ-11								
АТ 01	АТДЦТН-250000/220	38,7	230	250000	1989	30	Истек	5040
АТ 02	АТДЦТН-250000/220	38,7	230	250000	1990	29	Истек	5040
резерв	ТРДЦНГ-63000/220/6	6,3	230	63000	1986	33	Истек	5006
Т 01	ТДТНГ-31500/110	6,3	112	31500	1959	60	Истек	5008
Т 02	ТДТНГ-31500/110	6,3	112	31500	1959	60	Истек	5008
Т 03	ТДН-80000/110	6,3	112	80000	2017	-	Не истек	5008
Т 04	ТДНГ-60000/110	6,3	112	60000	1964	55	Истек	5008
Т 05	ТДНГУ-63000/110	6,3	112	63000	1965	54	Истек	5006
НЗТЭЦ								
ТБ 01	ТРДЦН-125000/110	10,5	115	125000	1981	38	Истек	5008
ТБ 02	ТРДЦН-125000/110	10,5	115	125000	1989	30	Истек	5008
ТБ 03	ТДЦ-125000/110	10,5	115	125000	1983	36	Истек	5038
резерв	ТДЦ-125000/110	10,5	115	125000	1997	22	Не истек	5038
УИТЭЦ								
Т 01	ТРДЦН - 80000/110	10,5	115	80000	1979	40	Истек	5006
Т 02	ТРДЦН - 80000/110	10,5	115	80000	1978	41	Истек	5006
Т 03	ТРДЦН - 80000/110	10,5	115	80000	1981	38	Истек	5006
ТБ 06	ТДЦ - 250000/110	15,75	110	250000	1989	30	Истек	5008
Т 04	ТРДН - 80000/110	10,5	115	80000	1996	23	Не истек	5006
РТСР 02	ТРДН - 25000/110	6,3	115	25000	1990	29	Истек	5038
НИТЭЦ								
Т 01	ТРДН-80000/220	6,3	220	80000	2012	7	Не истек	СВЭЛ
ТБ-6	ТРДЦНГ-63000/220	6,3	230	63000	1975	44	Истек	5006
Т 02	ТД-80000/220	6,3	242	80000	1976	43	Истек	5040
ТБ 03	ТДЦ-250000/220	15,75	242	250000	1980	39	Истек	5040
ТБ 04	ТДЦ-250000/220	15,75	242	250000	1979	40	Истек	5013
ТБ 05	ТДЦ-250000/220	15,75	242	250000	1987	32	Истек	5040
ТСР 01	ТРДНГ-32000/220	6,3	230	32000	1978	41	Истек	5006
ТСР 02	ТРДНГ-32000/220	6,3	230	32000	1984	35	Истек	5006
резерв	ТРДНС-40000/220	6,3	230	40000	1989	30	Истек	5006

Таблица Г.7.2 – Состав и состояние парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов электростанций ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»

Станционный номер	Тип (марка) трансформатора	Напряжение, кВ		Мощность, кВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)	Завод изготовитель
ИГЭС								
АТ 02 А	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2003	16		5006
АТ 02 В	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2003	16		5006
АТ 02 С	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2003	16		5006
АТ 03 А	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2002	17		5006
АТ 03 В	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2001	18		5006
АТ 03 С	АОДЦТ-138000/220	13,8	242/1,73	138000	2002	17		5006
ТБ 01 А	ОРДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2007	12		5018
ТБ 01 В	ОРДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2007	12		5018
ТБ 01 С	ОРДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2007	12		5018
ТБ 04 А	ОДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2006	13		5006
ТБ 04 В	ОДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2006	13		5006
ТБ 04 С	ОДЦ-80000/110	13,8	121/1,73	80000	2006	13		5006
БГЭС								
ТБ 01 А	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1992	27	Истек	5008
ТБ 01 В	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1992	27	Истек	5008
ТБ 01 С	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1992	27	Истек	5008
ТБ 02 А	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1995	24		5008
ТБ 02 В	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1996	23		5008
ТБ 02 С	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1996	23		5008
ТБ 03 А	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	2012	7		ТВЕА
ТБ 03 В	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	2012	7		ТВЕА
ТБ 03 С	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	2012	7		ТВЕА
ТБ 04 А	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1994	25	Истекает в 2019 г.	5008
ТБ 04 В	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1990	29	Истек	5008
ТБ 04С	ОРЦО 210000/500	15,75	525/1,73	210000	1990	29	Истек	5008
резерв	ОЦГ-210000/500	15,75	525/1,73	210000	1963	56	Истек	5008
резерв	ОЦГ-210000/500	15,75	525/1,73	210000	1963	56	Истек	5008
резерв	ОЦГ-210000/500	15,75	525/1,73	210000	1968	51	Истек	5008
ТБ 09	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1998	21		5008
ТБ 10	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1988	31	Истек	5008

Станционный номер	Тип (марка) трансформатора	Напряжение, кВ		Мощность, кВА	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок службы (нормативный срок - 25 лет)	Завод изготовитель
ТБ 11	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1987	32	Истек	5008
ТБ 12	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1986	33	Истек	5008
ТБ 13	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1991	28	Истек	5008
ТБ 14	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1990	29	Истек	5008
ТБ 15	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	2000	19		5008
ТБ 16	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1986	33	Истек	5008
ТБ 17	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1991	29	Истек	5008
ТБ 18	ТЦ-300000/220	15,75	242	300000	1995	24		5008
Резерв	ТДЦГ-275000/220	15,75	242	275000	1964	55	Истек	5008
АТ 01 А	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1999	20		5008
АТ 01 В	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1992	27	Истек	5008
АТ 01 С	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1992	27	Истек	5008
АТ 02 А	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1999	20		5008
АТ 02 В	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1999	20		5008
АТ 02 С	АОДЦТН-267000/500	220/1,73	500/1,73	267000	1999	20		5008
УИГЭС								
ТБ 01	ТЦ-630000/220	15,75	242	630000	1974	45	Истек	5040
ТБ 02	ТЦ-630000/220	15,75	242	630000	1975	44	Истек	5040
ТБ 03	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1976	43	Истек	5040
ТБ 04	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1976	43	Истек	5040
ТБ 05	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1976	43	Истек	5040
ТБ 06	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1976	43	Истек	5040
ТБ 07	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1977	42	Истек	5040
ТБ 08	ТЦ-630000/500	15,75	525	630000	1979	40	Истек	5040
АТ 01 А	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	1976	43	Истек	5040
АТ 01 В	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	1976	43	Истек	5040
АТ 01 С	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	1983	36	Истек	5040
АТ 02 А	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	2001	18		5040
АТ 02 В	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	2001	18		5040
АТ 02 С	АОДЦТН-167000/500	38,36	500/1,73	167000	1976	43	Истек	5040

Приложение Д
Перечень компенсирующих устройств

Место установки КУ	Диспетчерское наименование	Тип КУ	Uном, кВ	Мощность, Мвар (охлаждение: водород/воздух)	Год ввода
			ЮЭС ОАО «ИЭСК»		
Компенсирующие устройства отсутствуют	-	-	-	-	-
			ВЭС ОАО «ИЭСК»		
ПС 110 кВ Качуг		КСПК-1,05-120 У1	35	8,64	2008
			ЦЭС ОАО «ИЭСК»		
ПС 500 кВ Иркутская	СК-2	КСВБО-50-11	11	-/32	1987
	СК-3	КСВБО-50-11	11	44/32	1982
	СК-6	КСВБО-50-11	11	-/32	1987
	СК-7	КСВ-50-11	11	44/32	1972
	СК-8	КСВ-50-11	11	40/27	1965
	СК-10	КСВ-50-11	11	40/27	1964
	СК-12	КСВ-50-11	11	40/27	1964
	СК-14	КСВ-50-11	11	40/27	1963
УПК 500 Тыреть		КСПК 4х201,6	500	806,4	1983-84
		КЭПП-1,05-120 УХЛ1			2017, 2018
			ЗЭС ОАО «ИЭСК»		
ПС 110/35/6 Бирюса	БСК-35	КЭП2-1,05-120 2У1	35	8,64	2012
ПС 110/10 ЗСМ	БСК-1	КС-2-0,66-40 2У1	10	6,6	2003
ПС 110/10 ЗСМ	БСК-2	КС-2-0,66-40 2У1	10	6,6	2003
ПС 110/10 Силикатная	БСК-1	КЭП-1-0,66-40-1У1	10	2,64	2014
ПС 110/10 Силикатная	БСК-2	КЭП-1-0,66-40-1У1	10	2,64	2014
ПС-500 Тулун	БСК-1	КЭПП-1,05-120 УХЛ1	11	27,72	2014
ПС-500 Тулун	БСК-2	КЭПП-1,05-120 УХЛ1	11	27,72	2014
ПС 110/6 Водопад	БСК-2	QBANK-A	110	27,324	2009
ПС-500 Новозиминская	СК-2	КСВБО 50-11У1	10	(50 МВА) -25, 27, 32	1982
ПС 500 кВ Тайшет	2РР-500	3хРОДЦ-60000/500	500	180	2001
ПС 500 кВ Тайшет	1 РР-500	РТДУ-180000/500-УХЛ1	500	180	2012
ПС-500 кВ Тулун	Р-1-500	РОМБС-60000/500	525	60	2002
ПС-500 кВ Тулун	Р-1-500	2хРОДГА-55000/500	500	110	1963
ПС-500 кВ Тулун	Р-2-500	3хРОДГА-55000/500	500	165	1963

Место установки КУ	Диспетчерское наименование	Тип КУ	Uном, кВ	Мощность, Мвар (охлаждение: водород/воздух)	Год ввода
	СЭС ОАО «ИЭСК»				
БПП 500 кВ		3хРОДЦ-60000/500	500	60	1980
БПП 500 кВ		3хРОДЦ-60000/500	500	60	1982
ПС 220 кВ Киренга	БСК-2	КСПК-2-1,05-125 2 У1	35	18	1984
ПС 220 кВ Киренга	БСК-2	КСПК-2-1,05-125 2 У1	35	18	1984
ПС 220 кВ Киренга	Р-1		10	3,3	н/д
ПС 220 кВ Киренга	Р-2		10	3,3	н/д
ПС 220 кВ Лена		Qbank-a	110	27,3	2011
ПС 220 кВ Лена		Qbank-a	110	27,3	2011
ПС 220 кВ Лена		Qbank-a	110	27,3	2011
	ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»				
Усть-Илимская ГЭС		3хРОДЦ-60000/500	500	180	н/д
	АО «Витимэнерго»				
ПС 220 Мамакан	ШРр-1/3,3 ШРр-2/3,3 ШРр-3/3,3 ШРр-4/3,3	4хРТН-3300	10	13,2	2012
ПС 220 кВ Мамакан	БСК/15 МВАр	БСК-110-15 УХЛ1	220	15	2018
ПС 110 кВ Перевоз	БСК/15 МВАр	БСК-110-15 УХЛ1	110	15	2018
РП 110 кВ Полюс	БСК-1/26	QBANK-A	110	26	2015
РП 110 кВ Полюс	БСК-2/26	QBANK-A	110	26	2015
РП 110 кВ Полюс	БСК-3/26	QBANK-A	110	26	2015
РП 110 кВ Полюс	УШР/25	РТДУ-25000/110	110	25	2015
	ООО «Транснефть-Восток»				
ПС 220 кВ НПС-9	УШР-1	–	220	25	
ПС 220 кВ НПС-9	УШР-2	–	220	25	
	ПАО «ФСК ЕЭС»				
ПС 500 кВ Озерная		РТУ 180000/500	500	180	2012
ПС 500 кВ Усть-Кут	УШР-3	РОКВД-60000/500-УХЛ1	500	180	2018
ПС 500 кВ Усть-Кут		БСК-220-52 ХЛ1	220	52	2017
ПС 500 кВ Усть-Кут		БСК-220-52 ХЛ1	220	52	2017
	КГКУ «ДКР НП»				
ПС 500 кВ Озерная		РТУ 180000/500	500	180	2012
	АО «Братская электросетевая компания»				
ПС 35/10кВ «Заводская»		УКРЛ-65-10,5-300	10	3	2017

Приложение Е.
Перечень автономных источников (генераторов) для электроснабжения изолированных районов

Район	Изолированные зоны	Наименование установки	Мощность установки	Потребители	Численность населения
Бодайбинский	с. Большой потом	ДЭС-60	60	Население	44
		ДЭС-100	100		
Братский	п. Карахун	ДГУ-100	100	Население	606
		ДГ-73-3	630		
		ДГ-72	630		
		ДГ-315	315		
		ДГУ-100	100		
		ДГА-73	630		
		ДГУ-100	100		
		ДЭУ-315	315		
	п. Южный	ДГУ -315	315	Население	168
		ДГУ-320	320		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-200	200		
		ДГУ-100	100		
	п. Наратай	АД-200	200	Население	201
		АД-200	200		
		АД-30	30		
	п. Озерный	ДГА-315	315	Население	624
		ДГ-320	320		
		ДЭУ-550	550		
		ДЭУ-315	315		
		ДЭУ-500	500		
	п. Тынкобь	ДГУ-100	100	Население	188
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-200	200		
		ДГУ-100	100		
		АД-30	30		
Жигаловский	с. Коношаново	ДЭС-30	30	Население	54
		ДЭС-100	100		
Казачинско-Ленский	с. Верхнемартыново	ДГУ-30	30	Население	75
	д. Вершина Хады	ДГУ-18	18	Население	4
	с. Ермаки	ДГУ-28	28	Население	25
	с. Карам	ДГУ -200	200	Население	323
		ДГУ -200	200		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
	д. Карноухова	ДГУ-60	60	Население	30
	с. Кутима	ДГУ-30	30	Население	13
	д. Нижнемартыново	ДГУ-60	60	Население	29
Катангский	с. Бур	ДГУ-60	60	Население	107
		ДГУ-60	60		
		ДГУ-100	100		

Район	Изолированные зоны	Наименование установки	Мощность установки	Потребители	Численность населения
		ДГУ-30	30		
	д. Верхне-Калинина	АД-20-Т400	20	Население	31
		АД-30-СТ	30		
	с. Ербагачен	ДГ-72М	800	Население	1882
		ДГ-72М	800		
		Wilson-635	508		
		Wilson-400	640		
		ДГ-72М	800		
		ДГ-72М	800		
	с. Ерема	АД-30-СТ	30	Население	43
		АД-20-Т400	20		
	с. Ика	ДГУ-60	60	Население	48
		ДГУ-60	60		
	с. Непа	ДГУ-200	200	Население	259
		ДГУ-200	200		
	с. Подволошино	ДГУ-200	200	Население	398
		ДГУ-200	200		
	с. Преображенка	ДГУ-100	100	Население	382
		ДГУ-200	200		
		ДГУ-315	315		
		ДГУ-100	100		
	с. Томка	ДГУ-60	60	Население	61
		ДГУ-30	30		
	уч. Инаригда	SKAT УГД-5300(-1)	5	Население	8
		PRORAB 5001DEVB	5		
		PRORAB 5001DEVB	5		
	с. Наканно	АД-30	30	Население	69
		АД-30	30		
	с. Оськино	АД-20	20	Население	42
		АД-20	20		
	д. Тетея	АД-20	20	Население	34
		АД-20	20		
	с. Хамарак	АД-30	30	Население	92
Качугский	с. Вершина-Тутуры	ДЭУ-30.1 М	30	Население	183
		АД-60	60		
Киренский	п. Визирный	ДЭУ-100	100	Население	59
		ДЭУ-65	65		
	с. Коршуново	ДЭУ-100	100	Население	139
		ДЭУ-65	65		
	с. Красноярово	ДЭУ-70	70	Население	37
		ДЭУ-30	30		
	с. Мироново	ДЭУ-65	65	Население	38
		ДЭУ-65	65		
	д. Пашня	ДЭУ-30	30	Население	12
	с. Сполошино	ДЭУ-65	65	Население	21
	с. Усть-Киренга	ДЭУ-30	30	Население	53
Нижнеилимский	п. Заярке	АД-60С	60	Население	24
Нижнеудинский	с. Алыгджер	ДЭУ-100	100	Население	530
		АД-160	160		
		АД-160С	160		

Район	Изолированные зоны	Наименование установки	Мощность установки	Потребители	Численность населения
		ДЭУ-250	250		
	с. Верхняя Гутара	ДЭУ-100	100	Население	418
		ДЭУ-160	160		
		ДЭУ-160	160		
	с. Нерха	ДЭУ-100	100	Население	236
		АД-100	100		
		ДЭУ-160	160		
Ольхонский	п. Онгурен	ДГ-АД-100С	100	Население	428
	д. Кочерикова	ДЭС-15	15	Население	40
Тулунский	п. Аршан	ДГУ-504	504	Население	285
		ДГУ-504	504		
		ДГУ-200	200		
Усольский	п. Октябрьский	ДЭУ-75	75	Население	201
		ДГ-100	100		
Усть-Кутский	п. Бобровка	GEKO-40000 ED-S/DEDA	34	Население	25
	д. Максимова	АБП-12-Т400 ВХБСГ	12	Население	14
	с. Турука	ТМЗ-ДЭ104-С3	75	Население	62
	с. Боярск	ДГУ-100	100	Население	76
		АД-60С	60		
	с. Омолой	ДГУ-100	100	Население	56
		АД60С-Т400	60		
	с. Орлинга	АД-60	60	Население	29
		АД-60	60		
	с.Таюра	ДЭС-5	5	Население	28
		ДЭС-50	50		
Усть-Удинский	с. Аносово	ДГУ-100	100	Население	523
		ДГУ-150	150		
		ДГУ-200	200		
		ДГУ-315	315		
		COP POWER	300		
	с. Аталанка	ДГУ-100	100	Население	200
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
	д. Ключи	ДГ-60	60	Население	104
		ДГ-60	60		
		ДГ-60	60		
	с. Подволочное	ДГУ-100	100	Население	266
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
		ДГУ-100	100		
Черемховский	п. Мото-Бодары	ДЭС-100	100	Население	49