

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	23
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	23
2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	23
2.1.2 Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет	26
2.1.3 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная	28
2.1.4 Район Восточные электрические сети	30
2.1.5 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	33
2.1.6 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	35
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	37
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	37
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	66
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	77
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	77
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	78
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	78
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	84
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	85
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	85
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	90
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	91
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	93
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	95
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	95
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Иркутской области	100
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	120
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	126
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	130
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	133
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Киренга.....	135
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	142
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	143
7.1	Основные подходы.....	143
7.2	Исходные допущения.....	144

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	147
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	148
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	150
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		152
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		153
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	160

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КПД	–	коэффициент полезного действия
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт

ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	– релейная защита и автоматика
РП	– (электрический) распределительный пункт
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	– синхронный компенсатор
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	– средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СШ	– система (сборных) шин
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

УПАСК	— устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	— управляемый шунтирующий реактор
ЦП	— центр питания
ЭЭС	— электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	— длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	— номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	— номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Иркутской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Иркутской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Иркутской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и обслуживает территорию Иркутской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Иркутской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – Забайкальское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Забайкальского края, Республики Бурятия, Иркутской области, Ленского района Республики Саха (Якутия);
- филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Красноярского края и Иркутской области;
- ОАО «Иркутская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220–500 кВ на территории Иркутской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Иркутской области связана с энергосистемами:

- Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- Республики Бурятия (Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ): ВЛ 220 кВ – 7 шт. (одна ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ), ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Иркутской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Иркутской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «РУСАЛ Братск»	2018,0
Филиал ПАО «РУСАЛ Братск» в г. Шелехов	830,0
ОАО «РЖД»	574,0
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Братске	240,0
ООО «РУСАЛ Тайшет»	184,0
АО «АНХК»	173,0
ООО «Транснефть – Восток»	142,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	131,0
ООО «БЗФ»	112,0
Более 50 МВт	
ООО «Битривер Рус»	96,0
АО «Саянскхимпласт»	96,0
Более 20 МВт	
ООО «Битривер-К»	48,0
ПАО «Коршуновский ГОК»	48,0
АО «АЭХК»	38,0
ПАО «Корпорация «Иркут»	27,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области на 01.01.2023 составила 13090,5 МВт, в том числе: ГЭС – 9137,8 МВт, ТЭС – 3952,7 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	13065,8	–	–	+24,7	–	13090,5
ГЭС	9113,1	–	–	+24,7	–	9137,8
ТЭС	3952,7	–	–	–	–	3952,7

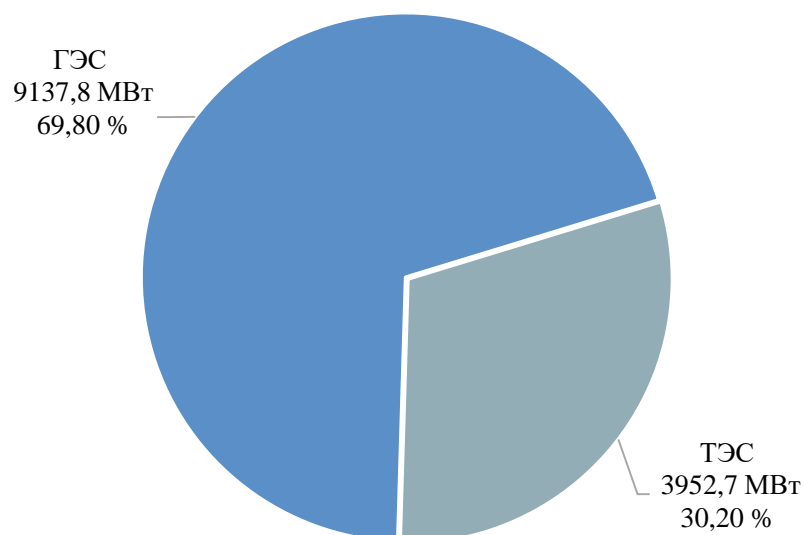


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области по состоянию на 01.01.2023

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Иркутской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55056	55481	55981	59256	64352
Годовой темп прироста, %	3,30	0,77	0,90	5,85	8,60
Максимум потребления мощности, МВт	8211	8196	8326	8916	9111
Годовой темп прироста, %	7,01	-0,18	1,59	7,09	2,19
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6705	6769	6724	6646	7063
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	27.12 05:00	06.02 07:00	31.12 14:00	23.12 13:00	14.02 05:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-28,3	-34,5	-28,2	-30,8	-25,9

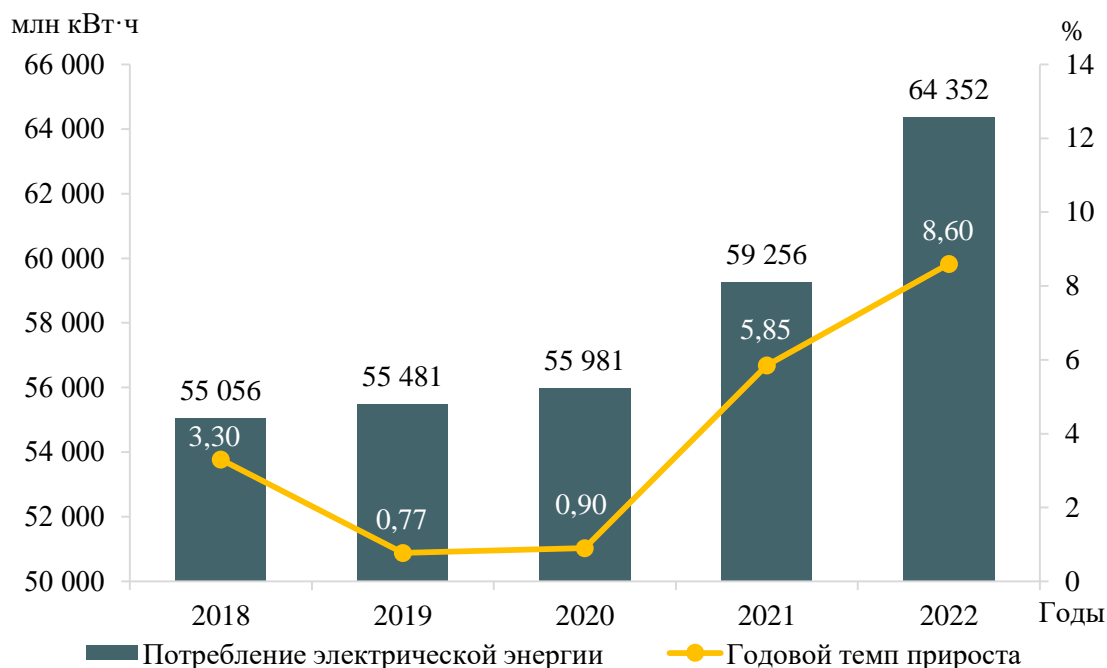


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

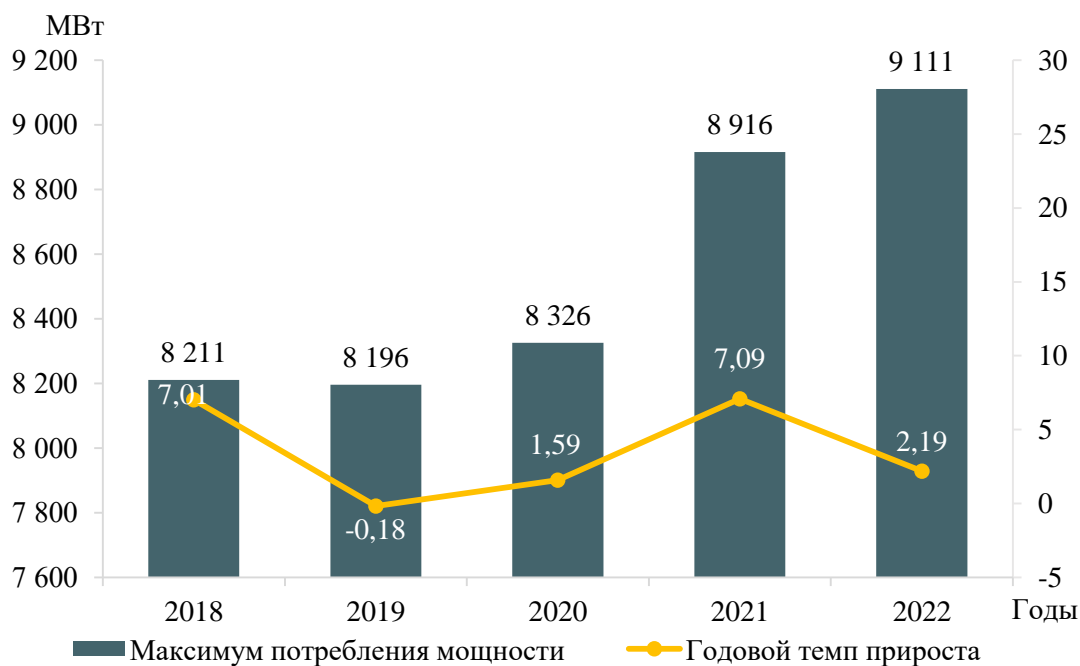


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Иркутской области увеличилось на 11053 млн кВт·ч и составило в 2022 году 64352 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,84 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,60 % в 2022 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,77 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области вырос на 1438 МВт и составил 9111 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,50 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,09 % в 2021 году, что связано с отменой антиковидных ограничений и вводом новых крупных промышленных потребителей. Годовое снижение мощности зафиксировано в 2018 году и составило 0,18 %.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Иркутской области обуславливалась следующими факторами:

- вводом в эксплуатацию новых крупных потребителей: Тайшетский алюминиевый завод ООО «Русал Тайшет» и центров обработки данных;
- ростом потребления в добывающих производствах топливно-энергетических полезных ископаемых;
- увеличением потребления населением и сферой услуг.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Иркутской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Иркутской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Полюс – Угахан протяженностью 37,65 км	ПАО «Высочайший»	2018	37,65 км
2	220 кВ	Образование ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка из ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) путем отключения от ПС 220 кВ Шелехово и подключением к ПС 500 кВ Ключи протяженностью 2,09 км	АО «ИЭСК»	2018	2,09 км
3	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2 протяженностью 2,06 км	АО «ИЭСК»	2018	2,06 км
4	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1 протяженностью 124,67 км	ООО «Транснефть-Восток»	2018	124,67 км
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2 протяженностью 124,82 км	ООО «Транснефть-Восток»	2018	124,82 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 1 протяженностью 138,64 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ПАО «Россети»	2018	138,64 км
7	220 кВ	Строительство участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ НПС-7 до ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 2 протяженностью 138,64 км с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	ПАО «Россети»	2018	138,64 км
8	220 кВ	Строительство захода ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут протяженностью 0,47 км с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1 и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	АО «ИЭСК»	2018	0,47 км
9	500 кВ	Строительство захода ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут протяженностью 0,9 км с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1 и ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	АО «ИЭСК»	2018	0,9 км
10	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь на участке от оп. № 1 до оп. № 8 протяженностью 1,74 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2019	1,74 км
11	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь на участке от оп. № 1 до оп. № 8 протяженностью 1,74 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	2019	1,74 км
12	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Артемовская (2С) путем отключения от Мамаканской ГЭС и подключением к ПС 220 кВ Мамакан с образованием ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь протяженностью 0,37 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2019	0,37 км
13	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь протяженностью 1,38 км	АО «Витимэнерго»	2019	1,38 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй –Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог протяженностью 0,63 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	ПАО «Россети»	2019	0,63 км
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь до ПС 110 кВ Оёк протяженностью 0,81 км	АО «ИЭСК»	2019	0,81 км
16	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь до ПС 110 кВ Оёк протяженностью 0,81 км	АО «ИЭСК»	2019	0,81 км
17	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь протяженностью 12,72 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,72 км
18	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь протяженностью 12,55 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	12,55 км
19	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
20	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь протяженностью 128,6 км	ПАО «Россети»	2019	128,6 км
21	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 1 протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
22	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 2 протяженностью 100,1 км	ООО «Транснефть-Восток»	2019	100,1 км
23	220 кВ	Строительство захода ВЛ 110 кВ Пеледуй –Полюс (в габаритах 220 кВ) на ПС 220 кВ Сухой Лог протяженностью 0,66 км с переводом на напряжение 220 кВ и образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 и ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	ПАО «Россети»	2019	0,66 км
24	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 протяженностью 261,99 км	ПАО «Россети»	2019	261,99 км
25	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 протяженностью 294,6 км	ПАО «Россети»	2019	294,6 км
26	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь протяженностью 1 км	АО «Витимэнерго»	2020	1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I цепь с отпайками (ВЛ-209) до ПС 220 кВ Малая Елань протяженностью 4,81 км	АО «ИЭСК»	2020	4,81 км
28	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово II цепь с отпайками (ВЛ-210) до ПС 220 кВ Малая Елань протяженностью 4,81 км	АО «ИЭСК»	2020	4,81 км
29	220 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в габаритах 220 кВ) с переводом на напряжение 220 кВ со строительством отпайки от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками до ПС 220 кВ Чаянгро протяженностью 0,01 км и до ПС 220 кВ Дяля протяженностью 0,0988 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2020	0,11 км
30	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 1 протяженностью 7,2 км	ООО «ИНК»	2020	7,2 км
31	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер № 2 протяженностью 7,13 км	ООО «ИНК»	2020	7,13 км
32	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1 протяженностью 19,16 км с увеличением пропускной способности	АО «Витимэнерго»	2021	19,16 км
33	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 2 протяженностью 19,87 км	АО «Витимэнерго»	2021	19,87 км
34	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–
35	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская II цепь до ПС 110 кВ Дачная	АО «ИЭСК»	2021	–
36	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь до ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,21 км	АО «ИЭСК»	2021	0,21 км
37	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь до ПС 220 кВ Столбово протяженностью 0,13 км	АО «ИЭСК»	2021	0,13 км
38	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1 протяженностью 0,38 км	АО «ИЭСК»	2021	0,38 км
39	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 2 протяженностью 0,42 км	АО «ИЭСК»	2021	0,42 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
40	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 3 протяжённостью 0,56 км	АО «ИЭСК»	2021	0,56 км
41	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 4 протяжённостью 0,6 км	АО «ИЭСК»	2021	0,6 км
42	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Ния – Киренга до ПС 220 кВ Небель протяжённостью 4,05 км	АО «ИЭСК»	2022	4,05 км
43	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга до ПС 220 кВ Небель протяжённостью 3,987 км	АО «ИЭСК»	2022	3,987 км
44	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная до ПС 220 кВ Чудничный протяжённостью 1,168 км	АО «ИЭСК»	2022	1,168 км
45	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Якурим – Ния до ПС 220 кВ Чудничный протяжённостью 1,241 км	АО «ИЭСК»	2022	1,241 км
46	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Зеленый берег протяжённостью 1,84 км	АО «ИЭСК»	2022	1,84 км
47	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Зеленый берег протяжённостью 1,84 км	АО «ИЭСК»	2022	1,84 км
48	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Цесовская протяжённостью 1,985 км	АО «ИЭСК»	2022	1,985 км
49	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Цесовская протяжённостью 1,975 км	АО «ИЭСК»	2022	1,975 км
50	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ от РП 110 кВ Полюс до ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Высочайший с образованием ВЛ 110 кВ Полюс – Высочайший путем отключения от ПС 110 кВ Кропоткинская протяжённостью 7,83 км	ПАО «Высочайший»	2022	7,83 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Белореченская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2018	1×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Перевоз с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	АО «Витимэнерго»	2018	1×15 Мвар
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Угахан с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Высочайший»	2018	2×16 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2018	1×40 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	АО «Витимэнерго»	2018	1×15 Мвар
6	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-7 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2018	2×40 МВА
7	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово с установкой автотрансформатора АТ-9 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	2018	1×200 МВА
8	500 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Усть-Кут со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2018	3×167+ 167 МВА 1×180 Мвар
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2019	1×40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	2019	1×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Оёк с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2019	2×25 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кунерма с заменой трансформатора Т-3 220 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	1×25 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-2 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×40 МВА
14	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-5 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Транснефть-Восток»	2019	2×25 МВА
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сухой Лог с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×125 МВА
16	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Ульянов с заменой трансформатора 220 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2019	1×25 МВА
17	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2019	1×180 Мвар
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой трансформатора 110/27,5/11 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ с заменой трансформатора 110 кВ на трансформатор 110 кВ мощностью 80 МВА	АО «Электросеть»	2020	1×80 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Семигорск с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	2020	1×25 МВА
23	220 кВ 110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чаянгро с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА и одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	1×6,3 МВА
24	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Дяля с одним трансформатором 220/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	2020	1×10 МВА
25	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Малая Елань с установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2020	2×40 МВА
26	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Полимер с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2020	1×80 МВА
27	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Слюдянка с заменой автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×125 МВА
28	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый), трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА, шести БСК 220 кВ мощностью 100,15 Мвар каждая и двух ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	АО «ИЭСК»	2020	3×167 МВА 1×63 МВА 6×100,15 Мвар 2×100 Мвар
29	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
31	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чуна тяговая с заменой трансформатора Т-2 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	2021	1×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
32	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дачная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×25 МВА
33	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «ИНК»	2021	1×80 МВА
34	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформатора Т-1 220/10/10 кВ на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
35	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2021	2×40 МВА
36	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ ТА3 с тремя трансформаторами 220 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «РУСАЛ ТАЙШЕТ»	2021	3×100 МВА
37	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Озерная с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	АО «ИЭСК»	2021	3×167 МВА
38	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой ШР 500 кВ мощностью 165 Мвар на ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	АО «ИЭСК»	2021	1×180 Мвар
39	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Небель с двумя трансформаторами 220/27,5/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	2×25 МВА
40	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой реактора 500 кВ мощностью 180 Мвар	АО «ИЭСК»	2022	1×180 Мвар
41	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чудничный с двумя трансформаторами 220/27,5/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	2×25 МВА
42	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальск с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
43	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Якурим с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
44	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Полимер с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и двух БСК 220 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ООО «ИНК»	2022	2×80 МВА 2×25 Мвар
45	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Зеленый Берег с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2022	2×25 МВА
46	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цесовская с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	2022	2×40 МВА
47	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Высочайший с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Высочайший»	2022	16 МВА
48	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	2022	40 МВА
49	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой трансформаторов Т-1 110/27,5/6 кВ и Т-2 110/27,5/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Иркутской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- транзит 110 кВ Тайшет – Тулун;
- энергорайон ПС 500 кВ Тайшет;
- транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная;
- район Восточные электрические сети;
- транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка;
- транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск.

2.1.1 Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита 110 кВ Тайшет – Тулун

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ +2 °С в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, токовая нагрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 8 МВт	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	Отсутствуют	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 ПС 500 кВ Тулун, токовая нагрузка АТ-2 ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН на величину до 21 % (токовая нагрузка оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН на величину до 14 %). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ +2 °С в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км ¹⁾	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км ¹⁾
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ +2 °С в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук превышает ДДТН на величину до 5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км ¹⁾	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км ¹⁾
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 ПС 500 кВ Тулун, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимильтей, токовая нагрузка АТ-2 ПС 500 кВ Тулун превышает АДТН на величину до 65 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 133 МВт	Создание на ПС 500 кВ Тулун устройства АОПО АТ-2 с действием на ОН в объеме не менее 133 МВт при ТНВ -36 °С ²⁾	Отсутствуют	Отсутствуют
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 ПС 500 кВ Тулун, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимильтей, токовая нагрузка АТ-1 ПС 500 кВ Тулун превышает АДТН на величину до 55 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 102 МВт	Создание на ПС 500 кВ Тулун устройства АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 102 МВт при ТНВ -36 °С ²⁾	Отсутствуют	Отсутствуют
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар

Примечания

1 ¹⁾ Техническое решение обосновано в рамках работы по титулу «Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Нижнеудинск – ПС Замзор, с заходом на ПС Водопад, с заходом на Вагонно-ремонтный завод (ВРЗ), отпайка на ПС Ук» (замена провода на провод с большей пропускной способностью, протяженностью по трассе 75,646 км) инв. № 8000011420.

2 ²⁾ Необходимость создания устройств АОПО отсутствует в случае замены АТ-1 и оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун на оборудование с АДТН не менее 930 А, АТ-2 и оборудования ячейки 110 кВ АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун с АДТН не менее 947 А. В ИП ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@ предусмотрен инвестиционный проект «Проектирование реконструкции ПС 500 кВ Тулун и прилегающей сети» (К_336), предусматривающий замену данного

оборудования. Замена АТ-2 и оборудования ячеек 110 кВ АТ-1 и АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун также обоснована превышением ДДТН в схемно-режимной ситуации, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) на ПС 500 кВ Тулун.

2.1.2 Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ПС 500 кВ Тайшет.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ПС 500 кВ Тайшет

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ (1АТ) ПС 500 кВ Тайшет, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Тайшет превышает ДДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА

2.1.3 Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Тайшет – Канская опорная.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланск тяговая (С-55) (ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланск тяговая (С-56)), с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Юрты, ПС 110 кВ Тайшет-Запад происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая и ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая, создание устройств АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 22 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая и ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая, создание устройств АОСН

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.4 Район Восточные электрические сети

В таблице 9 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в районе Восточные электрические сети.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций района Восточные электрические сети

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением двухцепной ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь, с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН с действием на ОН в объеме не менее 25 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, создание устройств АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 11 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, создание устройств АОСН
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь с отпайкой на ПС Оёк, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II (I) цепь с отпайкой на ПС Оёк превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 29 МВт	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк с действием на ОН в объеме не менее 29 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк с действием на ОН в объеме не менее 29 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 25 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 49 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь) превышает АДТН на величину до 24 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с действием на ОН в объеме не менее 18 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь

2.1.5 Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

В таблице 10 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 110 кВ Шелехово – Слюдянка.

Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита 110 кВ Шелехово – Слюдянка

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 63 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 66 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.6 Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск

В таблице 11 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО на транзите 220 кВ Киренга – Северобайкальск.

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита 220 кВ Киренга – Северобайкальск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)), переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» превышает МДП на величину до 56 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +18 °С; АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +18 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 12 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 12 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С	
		Энергосистема Иркутской области	Иркутско-Черемховский энергорайон
2018	19.12.2018	-8,7	-11,5
	20.06.2018	19,2	18,1
2019	18.12.2019	-15,1	-14,1
	19.06.2019	17,9	17,8
2020	16.12.2020	-15,0	-13,7
	17.06.2020	13,7	16,0
2021	15.12.2021	-24,4	-20,9
	16.06.2021	12,6	9,5
2022	21.12.2022	-14,8	-13,2
	15.06.2022	21,3	20,1

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

- для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

- для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 АО «ИЭСК»

Рассмотрены предложения АО «ИЭСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 13 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Березовая ¹⁾	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	115/11/11	25	2011	98	22,02	22,98	26,42	18,69	23,18	3,94	11,64	13,97	10,96	11,12	0,00
			T-2	ТРДН-25000/110/10/10	115/11/11	25	2010	98	16,64	22,78	19,61	26,08	21,2	9,30	5,08	0,00	7,42	7,98	
2	ПС 110 кВ Бирюса	110/35/6	T-1	ТДТН-25000-110/35/6	115/38,5/6,6	25	2002	97	8,68	9,62	9,44	10,49	10,49	3,26	4,65	5,01	17,46	4,16	0,00
			T-2	ТДТН-16000-110/35/6	115/38,5/6,6	16	1974	93	8,32	16,62	10,65	4,50	4,50	10,47	7,84	8,58	0,13	8,49	
3	ПС 110 кВ Вокзальная	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1972	93	9,02	10,10	9,95	10,72	9,25	4,77	5,82	3,72	5,42	6,49	0,00
			T-2	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1972	93	6,94	7,92	9,47	10,02	10,5	3,98	3,74	5,82	7,29	5,63	
4	ПС 110 кВ Ерши	110/35/6	T-1	ТДН-10000/110/35/6	115/38,5/6,6	10	1968	93	5,22	3,37	5,63	4,40	7,11	4,54	2,60	2,94	3,05	3,58	0,00
			T-2	ТДН-10000/110/6	115/6,6	10	1972	93	6,37	8,46	7,43	10,01	8,58	4,38	2,70	3,06	4,20	4,52	
			T-3	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	2011	98	3,86	4,77	4,84	4,81	4,08	0,00	3,42	2,44	2,00	2,82	
5	ПС 110 кВ Жигалово	110/20/10	T-1	ТМТН-6300/110/20/10	115/22/11	6,3	1973	93	4,08	4,04	4,94	4,64	5,49	2,81	0	0	4,74	0	0,00
			T-2	ТДТН-10000/110/20/10	115/22/11	10	1975	93	4,64	5,19	5,87	6,21	7,33	0,08	2,91	2,95	0	3,47	
6	ПС 110 кВ Зеленый Берег	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2022	100	–	–	–	–	18,48	–	–	–	–	4,50	0,00
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2022	100	–	–	–	–	14,68	–	–	–	–	1,72	
7	ПС 110 кВ ИЗКСМ	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1986	95	0,86	1,86	1,73	2,08	2,08	1,5	1,06	1,19	2,05	1,7	0,00
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1986	93	0,66	1,41	1,28	2,13	1,41	0,78	1,45	1,05	1,27	1,59	
8	ПС 110 кВ Изумрудная	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2010	98	18,10	24,70	20,72	25,83	18,15	10,61	4,92	9,78	3,79	8,24	0,00
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2010	98	20,42	19,19	20,54	24,68	20,04	6,80	6,52	10,17	25,51	7,37	
9	ПС 110 кВ Карлук	110/35/10	T-1	ТДН-16000/110	115/38,5/11	16	1996	95	8,72	10,91	13,07	11,63	14,65	3,33	4,10	6,04	9,01	12,78	3,82
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2019	98	13,15	13,30	19,86	16,04	16,09	3,18	2,85	4,83	7,99	0,00	
10	ПС 110 кВ Куйтун	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1999	95	9,33	9,29	10,53	10,52	10,68	5,44	5,59	5,58	0,00	0,00	3,26
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	2007	97	7,43	7,78	8,66	8,70	9,72	0,00	0,00	0,00	7,37	6,72	
11	ПС 110 кВ Летняя ²⁾	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1977	91	13,76	15,48	20,05	14,00	12,68	2,75	8,32	7,27	15,99	7,34	0,00
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1977	92	12,44	13,72	15,42	18,96	11,04	2,25	0,00	4,15	0,00	3,49	
12	ПС 110 кВ Луговая	110/10/10	T-1	ТДТН-25000/110/10/10	115/11/11	25	1983	95	10,16	17,05	22,62	20,44	17,12	6,46	5,13	10,77	16,77	27,99	0,00
			T-2	ТДТН-25000/110/10/10	115/11/11	25	1983	93	15,30	20,55	15,51	25,06	19,54	8,96	13,36	8,01	12,47	0,00	
13	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	110/35/10/6	T-3	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1987	93	12,09	11,66	23,94	29,55	25,75	6,91	7,33	5,39	16,97	14,83	0,00
			T-4	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1980	95	12,28	12,18	16,80	17,39	18,26	8,87	4,45	5,51	6,44	11,03	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
14	ПС 110 кВ Нагорная	110/35/6	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1970	93	17,40	17,66	14,52	13,47	14,79	8,55	11,25	7,66	11,79	11,31	0,00
			Т-2	ТДТН- 25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1971	93	8,66	7,69	8,36	10,43	12,08	5,84	3,84	5,38	5,98	6,36	
15	ПС 110 кВ Новая Лисиха	110/10/10	Т-1	ТРДН-25000/110	115/11/11	25	2020	100	–	–	0,13	12,94	12,98	–	–	–	6,06	5,96	0,00
			Т-2	ТРДН-25000/110	115/11/11	25	2020	100	–	–	0,03	4,01	12,52	–	–	–	0,64	4,23	
16	ПС 110 кВ Новая Уда	110/35/10	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115/38,5/11	16	2012	98	9,95	10,80	12,00	12,84	12,03	0,65	3,20	3,12	4,77	3,85	0,00
			Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115/38,5/11	16	2013	98	4,32	4,80	5,00	5,08	6,74	4,66	1,68	1,53	2,38	1,99	
17	ПС 110 кВ Ользоны	110/10	Т-1	ТМН- 2500/110/10	115/11	2,5	1973	93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Т-2	ТМТН- 6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	1974	93	2,72	0,00	2,89	3,06	3,16	0,74	0,80	0,91	1,33	0,72	
18	ПС 110 кВ Пивзавод ³⁾	110/35/10	Т-1	ТДТН- 40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2008	98	38,69	32,78	42,65	12,85	38,90	22,70	6,72	6,56	31,27	10,87	5,50
			Т-2	ТДТН- 40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2008	98	39,72	41,66	46,59	27,73	36,04	0,00	13,52	21,37	0,00	11,35	
19	ПС 110 кВ Силикатная	110/35/10	Т-1	ТДТН- 6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	1983	90	2,33	2,04	2,41	2,48	2,51	1,89	1,74	1,05	0,89	1,75	0,24
			Т-2	ТДТН- 6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	1992	92	3,66	3,88	2,71	3,21	4,26	1,98	2,96	3,06	2,83	2,80	
20	ПС 110 кВ Сосновая	110/10	Т-1	ТМН- 6300/110/10	115/11	6,3	1990	95	3,54	3,68	2,92	7,40	4,88	0,79	0,00	0,80	2,09	1,01	0,00
			Т-2	ТМН- 6300/110/10	115/11	6,3	1990	95	1,79	1,83	2,72	0,00	2,72	0,59	1,54	0,23	0,54	1,33	
21	ПС 110 кВ Спутник	110/6	Т-1	ТДН-15000/110/6	115/6,6	15	1971	93	9,32	7,07	6,92	6,67	7,01	8,62	3,45	0,00	4,96	3,54	0,00
			Т-2	ТДН-15000/110/6	115/6,6	15	1971	93	6,44	7,88	8,93	10,14	11,19	7,49	3,60	7,53	4,78	0,00	
			Т-3	ТРДН- 25000/110/6	115/6,6	25	2001	97	10,43	11,47	11,49	11,14	12,54	0,00	6,74	5,86	8,78	13,30	
22	ПС 110 кВ Туристская	110/35/10	Т-1	ТДТНФ- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1992	95	7,17	9,44	9,79	10,60	11,94	3,47	0,00	2,03	4,40	3,18	0,00
			Т-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1977	95	17,69	16,79	17,27	19,12	20,40	5,29	7,75	3,29	8,85	7,96	
23	ПС 110 кВ Урик	110/35/10	Т-1	ТДТН- 40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2011	98	21,84	27,65	35,30	37,16	39,49	4,77	7,23	10,18	15,66	11,88	0,58
			Т-2	ТДТН- 40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2016	98	30,91	28,19	32,50	30,64	35,74	3,51	5,14	4,47	10,93	7,96	
24	ПС 110 кВ Усть-Орда	110/35/10	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1985	95	18,47	12,86	13,63	14,53	16,09	4,29	4,40	3,21	7,62	3,70	1,81
			Т-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1982	95	15,57	18,16	19,58	20,61	22,32	3,73	4,23	4,91	8,73	5,63	
25	ПС 110 кВ Хомутово ⁴⁾	110/35/10	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1977	95	19,36	20,81	21,23	24,57	17,74	8,10	3,05	5,70	10,61	8,58	11,78
			Т-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1987	93	20,55	21,26	24,95	23,45	22,44	0,03	6,61	4,98	10,43	6,95	

Примечания

1 ¹⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2020 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Березовая на ПС 110 кВ Новая Лисиха.

2 ²⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2021 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Летняя на ПС 110 кВ Дачная.

3 ³⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в конце 2020 года часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая.

4 ⁴⁾ Согласно информации АО «ИЭСК», в 2022 году часть нагрузки переведена с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Оёк.

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Березовая	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	2011	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	2010	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Бирюса	Т-1	ТДТН-25000-110/35/6	2002	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000-110/35/6	1974	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Вокзальная	Т-1	ТДН-16000/110/10	1972	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1972	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Ерши	Т-1	ТДН-10000/110/35/6	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1972	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДН-16000/110/6	2011	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Жигалово	Т-1	ТМТН-6300/110/20/10	1973	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/20/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Зеленый Берег	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ ИЗКСМ	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1986	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Изумрудная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2010	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2010	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	ПС 110 кВ Карлук	Т-1	ТДН-16000/110	1996	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2019	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Куйтун	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1999	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2007	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Летняя	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1977	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Луговая	Т-1	ТДТН-25000/110/10/10	1983	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/10	1983	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	Т-3	ТДТН-25000/110/10/6	1987	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТН-25000/110/10/6	1980	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Нагорная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1971	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Новая Лисиха	Т-1	ТРДН-25000/110	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Новая Уда	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2012	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Ользоны	Т-1	ТМН-2500/110/10	1973	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМТН-6300/110/35/10	1974	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Пивзавод	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2008	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
19	ПС 110 кВ Силикатная	Т-1	ТДТН-6300/110/35/10	1983	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-6300/110/35/10	1992	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Сосновая	Т-1	ТМН-6300/110/10	1990	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1990	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Спутник	Т-1	ТДН-15000/110/6	1971	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-15000/110/6	1971	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-25000/110/6	2001	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
22	ПС 110 кВ Туристская	Т-1	ТДТНФ-25000/110/35/10	1992	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1977	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Урик	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2011	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Усть-Орда	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1985	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Хомутово	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1977	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1987	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Березовая	2021	44,761	ПС 110 кВ Березовая	ООО «Единство»	621/19-ЮЭС	18.03.2019	2024	1,750	1,800	10	0,700	47,609	47,611	47,616	47,648	47,648	47,648
				ПС 110 кВ Березовая	ООО «Профит»	1494/19-ВЭС	26.06.2019	2024	0,850	0,150	10	0,340						
				ПС 110 кВ Березовая	ООО «Профит»	877/20-ВЭС	22.06.2020	2024	0,850	0,150	10	0,340						
				ПС 110 кВ Березовая	ТСН «Мечта»	385/19-ВЭС	19.03.2019	2024	0,740	1,260	10	0,148						
				ПС 110 кВ Березовая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	10,707	3,743	–	1,071						
2	ПС 110 кВ Бирюса	2019	26,24	ПС 110 кВ Бирюса	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,603	–	–	0,260	26,529	26,529	26,529	26,529	26,529	26,529
3	ПС 110 кВ Вокзальная	2021	20,73	ПС 110 кВ Вокзальная	СХ ПАО «Белореченское»	495/18-ЦЭС	31.07.2018	2024	2,000	0,000	10	1,000	21,841	21,841	21,841	21,841	21,841	21,841
4	ПС 110 кВ Ерши	2022	19,771	ПС 110 кВ Ерши	МКУ «Управление капитального строительства г. Иркутска»	4940/20-ЮЭС	11.05.2021	2024	0,900	0,000	6	0,360	20,300	20,300	20,300	20,300	20,300	20,300
				ПС 110 кВ Ерши	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,162	0,502	–	0,116						
5	ПС 110 кВ Жигалово	2022	12,82	ПС 110 кВ Жигалово	ООО «Компания СпецМонтажПроект»	5239/21-ВЭС	25.10.2021	2024	0,750	0,060	10	0,300	13,634	13,634	13,634	13,634	13,634	13,634
				ПС 110 кВ Жигалово	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,324	1,109	–	0,432						
6	ПС 110 кВ Зеленый Берег	2022	33,16	ПС 110 кВ Зеленый Берег	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	4,624	1,523	–	0,462	33,67	33,67	33,674	33,674	33,674	33,674
7	ПС 110 кВ ИЗКСМ	2021	4,21	ПС 110 кВ ИЗКСМ	ООО «Гефест»	6900/21-ЮЭС	28.10.2021	2024	4,000	0,000	10	0,800	5,099	5,099	5,099	5,099	5,099	5,099
8	ПС 110 кВ Изумрудная	2021	50,51	ПС 110 кВ Изумрудная	Комитет по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации Иркутского районного муниципального образования	658/20-ЮЭС	15.06.2020	2024	1,200	0,000	0,4	0,240	58,545	58,545	58,565	58,565	58,565	58,565
				ПС 110 кВ Изумрудная	ООО «Транзит»	3705/18-ЮЭС	02.10.2018	2024	1,050	4,000	10	0,210						
				ПС 110 кВ Изумрудная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	67,991	15,851	–	6,799						
9	ПС 110 кВ Карлук ¹⁾	2020	32,93	ПС 110 кВ Карлук	ООО «Снабжение»	4337/20-ВЭС	21.12.2020	2024	3,370	0,630	10	3,033	43,498	43,498	43,533	43,581	43,581	43,581
				ПС 110 кВ Карлук	ООО «Иркутский резиноперерабатывающий завод»	5385/21-ВЭС	24.01.2022	2024	1,000	0,630	10	0,700						
				ПС 110 кВ Карлук	ПЖСК «Падь Чадкова»	2125/19-ВЭС	05.08.2019	2024	0,840	0,000	0,4	0,336						
				ПС 110 кВ Карлук	СНТ «Баргузин»	4440/21-ВЭС	30.08.2021	2024	0,795	0,160	10	0,318						
				ПС 110 кВ Карлук	Физ. лицо	2301/19-ВЭС	16.09.2019	2024	0,670	0,000	10	0,268						
				ПС 110 кВ Карлук	ИП Рогов Игорь Валерьевич	1186/21-ВЭС	08.04.2021	2024	0,670	0,000	10	0,268						
				ПС 110 кВ Карлук	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	46,629	12,605	–	4,663						
10	ПС 110 кВ Куйтун	2022	20,4	ПС 110 кВ Куйтун	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,888	0,024	–	0,089	20,499	20,499	20,499	20,499	20,499	20,499
11	ПС 110 кВ Летняя	2022	23,72	ПС 110 кВ Летняя	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	11,518	5,486	–	1,152	24,976	24,976	24,976	24,999 ₇	24,999 ₇	24,999 ₇
12	ПС 110 кВ Луговая	2021	45,497	ПС 110 кВ Луговая	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	8279/21-ЮЭС	24.06.2022	2024	1,143	0,000	0,4	0,229	48,094	48,094	48,138	48,138	48,138	48,138
				ПС 110 кВ Луговая	ИП Максимов Юрий Николаевич	4650/21-ЮЭС	16.08.2021	2024	1,000	0,000	10	0,200						
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	19,486	3,678	–	1,949						
13	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	2021	46,94	ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ИП Гусева Елена Александровна	1337/17-ЮЭС	10.11.2017	2024	4,000	6,737	6	1,600	52,759	52,759	52,825	52,825	52,825	52,825
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ООО «Иркутский масложиркомбинат»	2137/21-ЮЭС	31.05.2021	2024	1,150	5,254	6	0,575						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ООО «СЗ «Виксон»	326/19-ЮЭС	22.02.2019	2024	0,822	0,850	10	0,329						
				ПС 110 кВ Мельниково (Т-3, Т-4)	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	23,908	26,201	–	2,391						
				ПС 35 кВ КПД	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	4,022	1,567	–	0,402						
14	ПС 110 кВ Нагорная ¹⁾	2022	26,87	ПС 110 кВ Нагорная	ООО СЗ «КСИ-Строй»	5113/21-ЮЭС	30.09.2021	2024	0,991	0,000	6	0,397	28,343	28,343	28,343	28,343	28,343	28,343
				ПС 110 кВ Нагорная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	9,294	0,715	–	0,929						
15	ПС 110 кВ Новая Лисиха	2022	25,5	ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Хрустальный Девелопмент»	2962/22-ВЭС	17.08.2022	2024	1,108	0,000	0,4	0,443	30,181	30,181	30,262	30,303	30,303	30,303
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО «ТРЕЙД-СЕРВИС»	3779/21-ВЭС	06.12.2021	2024	1,000	0,000	10	0,400						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Хрустальный парк»	2182/20-ВЭС	17.09.2020	2024	0,854	0,000	0,4	0,342						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Байкальский Девелопмент»	2771/20-ВЭС	23.12.2020	2024	0,830	0,000	0,4	0,332						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «Хрустальный парк»	2150/20-ВЭС	17.09.2020	2024	0,816	0,640	0,4	0,326						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ИП Федотов Константин Вадимович	1185/19-ВЭС	31.05.2019	2024	0,800	0,000	10	0,160						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	Физ. лицо	1880/18-ВЭС	26.07.2018	2024	0,700	0,000	10	0,140						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ООО СЗ «ВостСибСтрой Девелопмент»	1605/19-ВЭС	16.09.2019	2024	0,673	0,000	0,4	0,269						
				ПС 110 кВ Новая Лисиха	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	19,104	3,944	–	1,910						
16	ПС 110 кВ Новая Уда	2022	18,77	ПС 110 кВ Новая Уда	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	2,504	0,489	–	0,250	19,408	19,408	19,408	19,413	19,413	19,413
				ПС 35 кВ Игжей	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,290	0,051	–	0,029						
				ПС 35 кВ Светлолобово	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,225	0,041	–	0,022						
				ПС 35 кВ Усть-Уда	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	0,956	0,143	–	0,096						
				ПС 35 кВ Юголок	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,490	0,156	–	0,049						
				ПС 35 кВ Молька	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,322	0,427	–	0,132						
17	ПС 110 кВ Ользоны	2022	3,16	ПС 110 кВ Ользоны	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	2,144	0,413	–	0,214	3,397	3,397	3,397	3,398	3,398	3,398
18	ПС 110 кВ Пивзавод ¹⁾	2022	74,94	ПС 110 кВ Пивзавод	ООО «РЭС»	5886/21-ЮЭС	14.10.2021	2024	4,630	0,630	35	2,315	80,349	80,36	80,364	80,364	80,364	80,364
				ПС 110 кВ Пивзавод	ООО «Савиновские магнезиты»	6959/21-ЮЭС	02.11.2021	2024	1,000	1,000	10	0,500						
				ПС 110 кВ Пивзавод	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	20,663	5,136	–	2,066						
19	ПС 110 кВ Силикатная	2022	6,77	ПС 110 кВ Силикатная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,085	0,010	–	0,008	6,779	6,779	6,779	6,779	6,779	6,779
20	ПС 110 кВ Сосновая	2022	7,6	ПС 110 кВ Сосновая	ООО «Парк-Отель «Бурдугуз»	867/21-ВЭС	07.04.2021	2024	1,900	0,600	0,4	0,380	8,288	8,29	8,307	8,318	8,318	8,318
				ПС 110 кВ Сосновая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	2,664	2,096	–	0,266						
21	ПС 110 кВ Спутник	2022	30,740	ПС 110 кВ Спутник	ООО «СИБИРКСТРОЙ»	1334/20-ЮЭС	30.09.2020	2024	1,900	0,000	6	0,760	32,060	32,060	32,082	32,082	32,082	32,082
				ПС 110 кВ Спутник	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	4,479	3,103	–	0,448						
22	ПС 110 кВ Туристская	2022	32,34	ПС 110 кВ Туристская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,363	0,000	–	0,036	32,380	32,380	32,380	32,380	32,380	32,380
23	ПС 110 кВ Урик ¹⁾	2022	75,23	ПС 110 кВ Урик	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	75,674	3,225	–	7,567	83,588	83,590	83,590	83,638	83,638	83,638
24	ПС 110 кВ Усть-Орда	2022	38,41	ПС 110 кВ Усть-Орда	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	10,969	0,862	–	1,097	39,622	39,622	39,622	39,629	39,629	39,629
25	ПС 110 кВ Хомутово ¹⁾	2022	40,18	ПС 110 кВ Хомутово	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	56,019	4,710	–	5,602	46,265	46,283	46,294	46,404	46,404	46,404

Примечание – ¹⁾ Величина перспективной нагрузки ПС приведена без учета планируемого сетевой организацией перераспределения мощности с других центров питания.

ПС 110 кВ Березовая.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Новая Лисиха) выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 44,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,24 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 44,76 + 2,89 + 0 - 0 = 47,65 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 152,48 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Березовая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Березовая расчетный объем ГАО составит 16,40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 47,65 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бирюса.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 26,24 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) 136,67 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,24 + 0,29 + 0 - 0 = 26,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 138,17 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бирюса ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Бирюса расчетный объем ГАО составит 7,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 26,53 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-2 1×16 МВА на трансформатор 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Вокзальная.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 20,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,97 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 2,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,73 + 1,11 + 0 - 0 = 21,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,76 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Вокзальная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Вокзальная расчетный объем ГАО составит 2,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,84 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ерши.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,77 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов (Т-1 и Т-2) составит 82,38 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,53 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,77 + 0,53 + 0 - 0 = 20,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-3 нагрузка оставшихся в работе трансформаторов (Т-1 и Т-2) составит 84,58 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ

Ерши с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый).

ПС 110 кВ Жигалово.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 12,82 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 169,58 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 106,83 % от $S_{\text{дн}}$, что также превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,81 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Компания СпецМонтажПроект» (ДТП от 25.10.2021 № 5239/21-ВЭС заявленной мощностью 0,750 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Жигалово с заменой существующего силового трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,82 + 0,81 + 0 - 0 = 13,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 180,34 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 113,61 % от $S_{\text{дн}}$, что также превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Жигалово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Жигалово расчетный объем ГАО составит 6,07 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Жигалово расчетный объем ГАО составит 1,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×6,3 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Следует отметить, что, по данным АО «ИЭСК», утвержденной инвестиционной программой предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА со сроком выполнения в 2024 году.

ПС 110 кВ Зеленый Берег.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 33,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,11 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,51 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,16 + 0,51 + 0 - 0 = 33,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,76 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Следует отметить, что в марте 2022 года в целях разгрузки ПС 110 кВ Изумрудная осуществлен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Изумрудная на ПС 110 кВ Зеленый Берег в объеме 13,63 МВт (15,14 МВА). Величина переводимой нагрузки указана по данным зимнего контрольного замера 2022 года. В случае осуществления обратного перевода указанного объема нагрузки после выполнения мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Изумрудная, перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 18,53 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 59,30 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Зеленый Берег с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый).

ПС 110 кВ ИЗКСМ.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 4,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 21,93 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} - 20,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,21 + 0,89 + 0 - 0 = 5,10 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 26,56 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ ИЗКСМ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

ПС 110 кВ Изумрудная.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 50,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 161,63 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} - 20,9^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 70,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,05 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП Комитета по управлению муниципальным имуществом и жизнеобеспечению администрации Иркутского районного муниципального образования (ДТП от 15.06.2020 № 658/20-ЮЭС заявленной мощностью 1,200 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 50,51 + 8,05 + 0 - 0 = 58,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 187,41 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изумрудная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная расчетный объем ГАО составит 27,31 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Карлук.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 32,93 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 164,65 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 105,38 % от $S_{\text{дн}}$, что также превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,82 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-1) в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) составит 29,11 МВА (145,55 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. С учетом возможности перевода фактическая нагрузка наиболее мощного трансформатора (Т-2) в ПАР отключения трансформатора (Т-1) составит 29,11 МВА (93,15 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 53,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,65 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «Снабжение» ДТП от 21.12.2020 № 4337/20-ВЭС, физ. лицо ДТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС, ООО «ИРЗ» ДТП от 24.01.2022 № 5385/21-ВЭС, ЖСК «Падь Чадкова» ДТП от 05.08.2019 № 2125/19-ВЭС, СНТ «Баргузин» ДТП от 30.08.2021 № 4440/21-ВЭС, ИП Рогов И.В. ДТП от 08.04.2021 № 1186/21-ВЭС) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК», в 2023 году планируется завершить реконструкцию ПС 110 кВ Карлук в части замены трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА. Таким образом, перспективная нагрузка ПС 110 кВ Карлук рассматривается с учетом выполнения данного мероприятия.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» планируется выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПС 35 кВ Пирс с подключением от ПС 220 кВ Столбово и переводом на постоянной основе части нагрузки (в объеме 10,02 МВА) с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово;

- строительство ПС 35 кВ Горная и перевод на постоянной основе части нагрузки (в объеме 4,00 МВА) с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,93 + 10,65 + (-10,02) + 4,00 - 3,82 = 33,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,97 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Карлук ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук расчетный объем ГАО составит 2,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×25 МВА в 2023 году и последующую замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА в 2024 году.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 и 2024 год.

ПС 110 кВ Куйтун.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,40 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,00 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,8 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенным износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,26 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 17,14 МВА (85,70 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,40 + 0,10 + 0 - 3,26 = 17,24 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 89,78 % (86,19 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

ПС 110 кВ Летняя.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Дачная) выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,7200 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,54 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,5175 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,2800 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,7200 + 1,2800 + 0 - 0 = 24,9997 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,21 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Летняя ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Летняя расчетный объем ГАО составит 5,80 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,9997 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».
Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 45,50 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 151,66 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,64 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания» (ДТП от 01.10.2021 № 5461/21-ЮЭС заявленной мощностью 4,700 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Луговая с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45,50 + 2,64 + 0 - 0 = 48,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 160,46 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 18,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 48,14 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мельниково (Т-3 и Т-4).

В настоящий момент на ПС 110 кВ Мельниково установлены два трансформатора Т-1 110/35/6 кВ, Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и два трансформатора Т-3 110/10/6 кВ, Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Далее будет рассмотрена загрузка трансформаторов Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 46,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156,47 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 33,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,89 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Атлант» (ДТП от 02.08.2022 № 2665/22-ЮЭС заявленной мощностью 3,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 46,94 + 5,89 + 0 - 0 = 52,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176,08 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторов Т-3 и Т-4 ПС 110 кВ Мельниково ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов (Т-3 или Т-4) на ПС 110 кВ Мельниково расчетный объем ГАО составит 22,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 52,83 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нагорная.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,57 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -13,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,47 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» планируется перевод ПС 110 кВ Релейная в РП с переводом нагрузки на ПС 110 кВ Нагорная в объеме 10,86 МВА по данным зимнего контрольного замера 2022 года. Необходимость данного мероприятия обусловлена ежегодными подтоплениями ПС 110 кВ Релейная в период весеннего таяния снега и невозможностью реализовать выполнение противопаводковых мероприятий, исключающих ежегодное подтопление территории подстанции.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,87 + 1,47 + 10,86 - 0 = 39,20 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,67 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нагорная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нагорная расчетный объем ГАО составит 9,20 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,20 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2029 год.

ПС 110 кВ Новая Лисиха.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки с ПС 110 кВ Березовая) выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 25,50 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81,60 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -13,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,894 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,80 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,50 + 4,80 + 0 - 0 = 30,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 96,97 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Новая Лисиха с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый).

ПС 110 кВ Новая Уда.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,77 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 93,85 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,64 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,77 + 0,64 + 0 - 0 = 19,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97,06 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

ПС 110 кВ Ользоны.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 3,16 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 120,38 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки для трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,16 + 0,24 + 0 - 0 = 3,40 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 129,46 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ользоны ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Ользоны расчетный объем ГАО составит 0,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 3,40 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Пивзавод.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 220 кВ Светлая) выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 74,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149,88 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,5 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 69,44 МВА (138,88 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,42 МВА).

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» по результатам реконструкции ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши – Пивзавод планируется перевод нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая в объеме 12,34 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 74,94 + 5,42 - 12,34 - 5,5 = 62,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,04 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пивзавод ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пивзавод расчетный объем ГАО составит 12,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 62,52 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА. С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Силикатная.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,77 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,55 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,24 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 6,53 МВА (86,38 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,77 + 0,01 + 0 - 0,24 = 6,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86,50 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Силикатная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый).

ПС 110 кВ Сосновая.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,60 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,53 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,60 + 0,72 + 0 - 0 = 8,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,03 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сосновая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сосновая расчетный объем ГАО составит 0,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Спутник.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 30,74 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов (Т-1 и Т-2) составит 85,39 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -13,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,34 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,74 + 1,34 + 0 - 0 = 32,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов (Т-1 и Т-2) составит 89,12 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ИЭСК» (реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ, Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый и Т-3 110/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый).

ПС 110 кВ Туристская.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,80 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -13,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,34 + 0,04 + 0 - 0 = 32,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,93 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туристская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туристская расчетный объем ГАО составит 2,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Урик.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 75,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150,46 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,58 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 74,65 МВА (149,30 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 75,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,41 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП энергопринимающих устройств физического лица (ДТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Урик с заменой существующих силовых трансформаторов.

Согласно информации АО «ИЭСК» планируется строительство ВЛ 35 кВ Геологическая – Лыловщина с переключением на постоянной основе нагрузки ПС 35 кВ Лыловщина с ПС 110 кВ Урик на ПС 220 кВ Столбово в объеме 6,76 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 75,23 + 8,41 + (-6,76) - 0,58 = 76,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 152,60 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Урик ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Урик расчетный объем ГАО составит 26,30 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 76,30 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Усть-Орда.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 38,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128,03 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,81 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 36,60 МВА (122,00 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,41 + 1,22 + 0 - 1,81 = 37,82 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,06 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Усть-Орда ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Усть-Орда расчетный объем ГАО составит 7,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,82 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Хомутово.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период (после реализации мероприятий по переводу части нагрузки на ПС 110 кВ Оёк) выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 40,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133,93 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,78 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 28,40 МВА (94,67 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 56,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,22 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП энергопринимающих устройств физического лица (ДТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ Хомутово с заменой существующих силовых трансформаторов.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» в 2023 году планируется строительство ПС 35 кВ Горная и перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Хомутово на ПС 110 кВ Карлук в объеме 4 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,18 + 6,22 + (-4) - 11,78 = 30,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,07 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Хомутово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Хомутово расчетный объем ГАО составит 0,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,62 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

2.2.1.2 АО «Витимэнерго»

Рассмотрены предложения АО «Витимэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 16 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 17 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 18 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 16 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Мараканская	110/35/6	Т-1	ТМТГ-10000/110	115/38,5/6,6	10	1967	74,7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Т-2	ТМТ-6300/110	115/38,5/6,6	6,3	1966	71,8	2,08	2,48	2,38	2,67	3,58	7,17	6,91	8,04	7,66	6,75	

Таблица 17 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Мараканская	Т-1	ТМТГ-10000/110	1967	74,7	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110	1966	71,8	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 18 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Мараканская	2020	8,04	ПС 110 кВ Мараканская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,150	0,000	–	0,015	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301	9,301
				ПС 35 кВ Веселяевская	АО «ЗДК «Лензолото»	ПП-245-21	18.03.2021	2024	1,400	0,000	35	1,120						

ПС 110 кВ Мараканская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 8,04 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 121,50 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 13,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,050.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,04 + 1,26 + 0 - 0 = 9,30 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 140,55 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мараканская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора мощностью 10 МВА на ПС 110 кВ Мараканская расчетный объем ГАО составит 2,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 9,30 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Витимэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Иркутской области

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых в энергосистеме Иркутской области¹⁾

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс – Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 220 кВ Речушка	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Сети	ОАО «РЖД»
2		Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Сети	АО «ИЭСК»
3	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Сети	АО «ИЭСК»
4		Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Сети	АО «ИЭСК»
5	ПС 500 кВ Усть-Кут	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Сети	ПАО «Россети»
6		Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Сети	ПАО «Россети»
7	Усть-Илимская ГЭС	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Сети	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
8	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	Сети	ПАО «Россети»
9	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,063 км	Сети	ПАО «Россети»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	Сети	ОАО «РЖД»
2		Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Юрты	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	Сети	АО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
2	ПС 500 кВ Тулун	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
3		Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
4	ПС 110 кВ Нижнеудинск	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
5	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет № 2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	Сети	АО «ИЭСК»
6	ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км	Сети	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Тулун – Ново-Зиминская</i>				
1	ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Тулун до ПС 110 кВ Нюра	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	Сети	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	Сети	АО «ИЭСК»
2	ПС 220 кВ Черемхово	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
<i>Транзит 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – ПС 220 кВ Ново-Ленино</i>				
1	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Корпорация «Иркут»
2	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
3	ВЛ 110 кВ Меget – Ново-Ленино	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками на участке от ПС 110 кВ Меget до ПС 220 кВ Ново-Ленино ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
4	ПС 220 кВ Ново-Ленино	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
5		Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	Сети	АО «ИЭСК»
6		Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Корпорация «Иркут»
Транзит 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово – Слюдянка (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности и реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
2	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности и реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
3	ПС 110 кВ Большой Луг	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
4		Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
5	ПС 110 кВ Подкаменная	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
6		Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная и ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
7	ПС 110 кВ Рассоха	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
8		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
9		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
10		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
11		Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
Транзит 110 кВ Тайшет – Опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ПС 500 кВ Тайшет	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
2	ПС 110 кВ Турма	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
4		Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
5	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	Сети	АО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускает выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)				
1	ВЛ 110 кВ Кежемская – Видим	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежда – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	Сети	АО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Коршуниха – Лена				
1	ПС 110 кВ Ручей	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
2	ПС 110 кВ Хребтовая	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	Сети	ОАО «РЖД»
3	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая № 2	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	Сети	АО «ИЭСК»
Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет				
1	ПС 110 кВ Кварцит	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	Сети	ОАО «РЖД»

Примечание – ¹⁾ Мероприятия приведены с учетом ТЭО вариантов реконструкции ПС 500 кВ Тулун «Оценка возможности реализации титула строительства «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» инв. № 192/ЗЭС-ОВР проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220/110/10 (ПП-500) кВ Тулун. Установка автотрансформатора АТ-3» и проектной документации по титулу «Станция Тайшет Восточно-Сибирской железной дороги. Усиление устройств электроснабжения» и технических решений в рамках работы по титулу «Сооружение ВЛ 110 кВ ПС Нижнеудинск – ПС Замзор, с заходом на ПС Водопад, с заходом на Вагонно-ремонтный завод (ВРЗ), отпайка на ПС Ук» (замена провода на провод с большей пропускной способностью, протяженностью по трассе 75,646 км) инв. № 8000011420.

2.2.2.2 АО «ИЭСК»

Рассмотрены предложения АО «ИЭСК» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 20 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 21 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 22 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Еланцы	110/35/10	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1995	71	10,71	7,74	8,63	3,92	5,68	2,60	2,40	0,00	3,95	2,72	0,12
			Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1971	71	3,26	0,00	3,64	5,49	8,14	0,97	0,82	4,05	1,78	1,04	
2	ПС 110 кВ Черноруд	110/35/10	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	2013	98	0,00	0,00	3,53	4,66	4,66	1,76	1,70	0,00	2,72	2,91	0,00
			Т-2	ТМ-4000/35/10	38,5/11	4	1984	94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	ПС 35 кВ Хужир	35/10	Т-1	Resiblok-4000/35/10	38,5/11	4	2005	90	1,60	2,04	2,11	2,54	2,83	0,81	0,85	0,68	1,33	1,15	0,00
			Т-2	Resiblok-4000/35/10	38,5/11	4	2005	90	2,22	2,35	2,41	2,71	2,83	0,75	0,91	0,61	1,33	0,97	

Таблица 21 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Еланцы	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1995	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1971	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Черноруд	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТМ-4000/35/10	1984	94	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Хужир	Т-1	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	Resiblok-4000/35/10	2005	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 22 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Еланцы	2018	13,97	ПС 110 кВ Еланцы	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,498	0,028	–	0,050	14,516	14,516	14,516	14,516	14,516	14,516
				ПС 35 кВ Хужир	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,414	0,866	–	0,441						
2	ПС 110 кВ Черноруд	2022	4,66	ПС 110 кВ Черноруд	МБОУ «Чернорудская средняя общеобразовательная школа»	571/19-ВЭС	16.04.2019	2024	0,750	0,000	0,4	0,150	5,171	5,171	5,171	5,171	5,171	5,171
				ПС 110 кВ Черноруд	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,099	0,355	–	0,310						
3	ПС 35 кВ Хужир	2022	5,66	ПС 35 кВ Хужир	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,414	0,866	–	0,441	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15

ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Принципиальная схема сети 110–35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд представлена на рисунке 4.

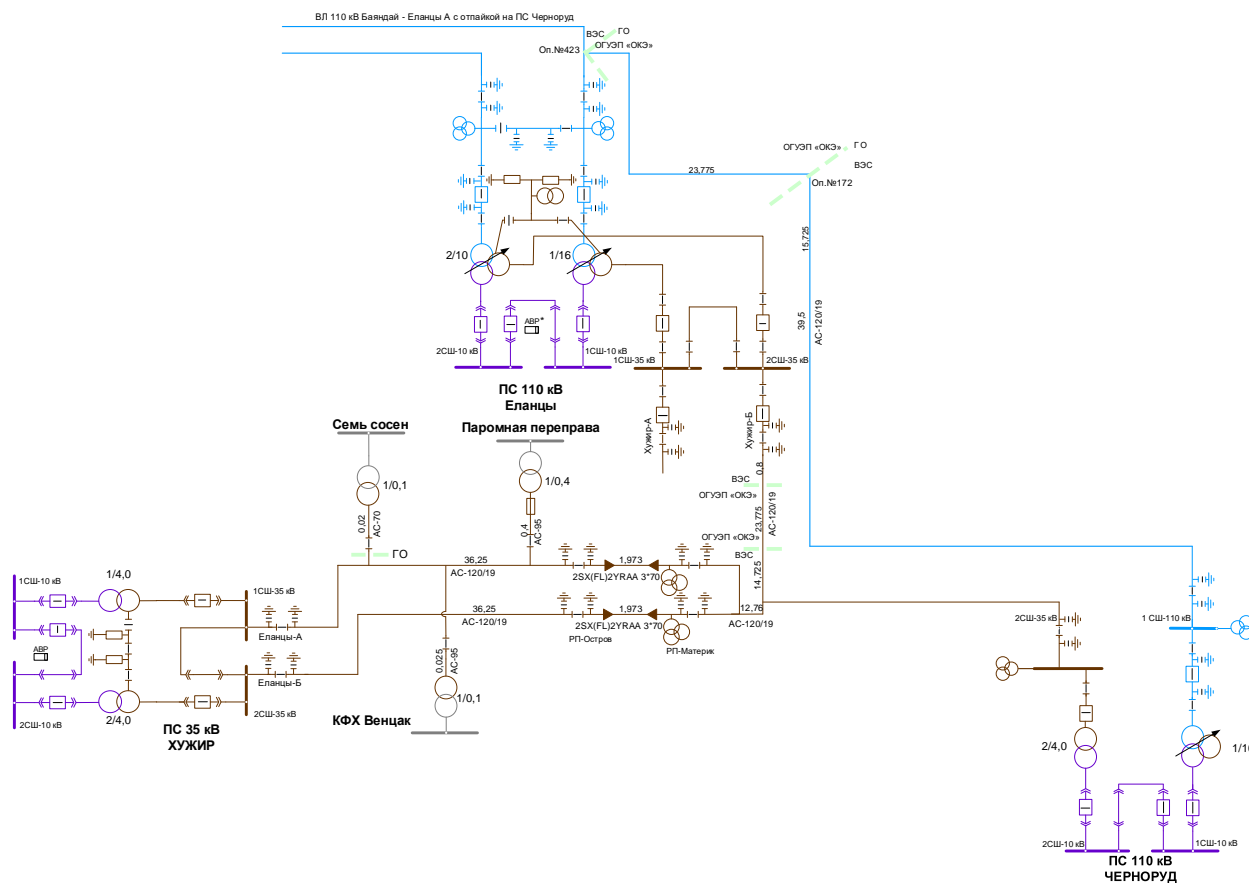


Рисунок 4 – Принципиальная схема сети 110–35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд

В настоящий момент на ПС 110 кВ Еланцы установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 13,97 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 116,42 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -11,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,12 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-2) в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) составит 13,85 МВА (115,42 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 4,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,55 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,97 + 0,55 + 0 - 0,12 = 14,40 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 119,96 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Еланцы ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Еланцы расчетный объем ГАО составит 2,40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 14,40 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

В связи с тем, что ПС 110 кВ Еланцы имеет связь по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Черноруд, при разработке мероприятий по устранению недопустимой перегрузки необходимо рассматривать указанный район комплексно.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Черноруд установлен трансформатор Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА. Питание Т-1 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь с отпайкой на ПС Черноруд, Т-2 от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 4,66 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 110,95 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки для трансформатора Т-2 мощностью 4 МВА составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА и напряжением ниже 110 кВ).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,51 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП МБОУ «Чернорудская средняя общеобразовательная школа» (ДТП от 16.04.2019

№ 571/19-ВЭС заявленной мощностью 0,750 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Черноруд.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,66 + 0,51 + 0 - 0 = 5,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 123,12 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Черноруд ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Черноруд расчетный объем ГАО составит 0,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 5,17 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир с двумя трансформаторами мощностью 4 МВА каждый, ПС 35 кВ Паромная переправа с трансформатором мощностью 0,4 МВА, ПС 35 кВ Семь сосен с трансформатором мощностью 0,1 МВА, ПС 35 кВ КФХ Венцак с трансформатором мощностью 0,1 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).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств к ПС 35 кВ Хужир суммарной максимальной мощностью 4,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,49 МВА).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь с отпайкой на ПС Черноруд 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 шести ПС. 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 потребуются установка БСК с АОСН.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены два варианта комплекса мероприятий по устранению выявленных проблем.

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 110 кВ Еланцы с заменой существующего трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА;

– установка двух БСК на ПС 35 кВ Хужир мощностью 1 МВА каждая с АОСН и двух БСК на ПС 110 кВ Черноруд мощностью 1 МВА каждая с АОСН;

– организация ВЧ-канала связи на шести ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой, на четырех ПС 35 кВ с установкой семи комплектов основных ВЧ-защит (вариант организации каналов ВОЛС не рассматривается, т. к. является более дорогостоящим из-за необходимости подводной прокладки ВОЛС на о. Ольхон);

– реконструкция трех ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ.

Вариант № 2:

– реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с заменой существующего трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА;

– реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Черноруд (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);

– перевод участка от оп. 1 до оп. 286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп. 423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп. 286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд) и с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками.

Для перевода участка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ не требуется строительство участков ВЛ 110 кВ, 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.

Для перевода питания ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп. 1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения вышеуказанных мероприятий составит 11,36 МВА: 4,66 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Черноруд) + 5,70 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 0,51 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 110 кВ Черноруд) + 0,49 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир).

Нагрузка ПС 110 кВ Еланцы после перевода питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд составит 7,78 МВА: 13,97 МВА (собственная существующая нагрузка ПС 110 кВ Еланцы) – 5,70 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) – 0,49 МВА (прирост мощности по ДТП на ПС 35 кВ Хужир), что соответствует загрузке трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Еланцы при отключении трансформатора Т-1 равной 77,8 % от $S_{ном}$ (или 64,8 % от длительно-допустимого значения).

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию комплекса мероприятий по варианту № 1 составит 55,94 млн руб., а на реализацию комплекса мероприятий по варианту № 2 – 41,95 млн руб.

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант № 2 с реконструкцией ПС 110 кВ Черноруд.

С учетом вышеизложенного для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнение мероприятий по варианту № 2:

- перевод ПС 110 кВ Черноруд на проектную схему с заменой существующего силового трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 1×16 МВА;

- перевод участка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ;

- перевод питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Иркутской области, отсутствуют.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 23 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 23 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 23 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	АО «ИЭСК»	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА
2	АО «ИЭСК»	Реконструкция отпайки от ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай на ПС 110 кВ Ользоны ориентировочной протяженностью 2,3 км, с переустройством в двухцепную ВЛ 110 кВ
3	АО «ИЭСК»	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Столбово – Оёк
4	АО «ИЭСК»	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Оёк с реконструкцией ПС 110 кВ Оёк
5	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I и II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Оек с заменой провода
6	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II с отпайкой на ПС 110 кВ Никольск с заменой провода (участок отпайки на ПС 110 кВ Никольск)
7	АО «ИЭСК»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I (II) цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Оёк с заменой провода
8	АО «ИЭСК»	Строительство ПС 110 кВ Ольхон с трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый, со строительством ВЛ 110 кВ
9	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Большой Луг Восточно-Сибирской железной дороги в рамках инвестиционного проекта 17008 «Обновление устройств электроснабжения, участвующих в передаче электроэнергии». Проектом предусмотрена замена выключателя на первом вводе 110 кВ и секционного выключателя, организация второго ввода

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
		110 кВ с установкой выключателя, замена выключателя 10 кВ на 2Т и секционного выключателя, замена восьми разъединителей 110 кВ, замена силового трансформатора 2Т, замена шести трансформаторов тока 10 кВ, установка двух трансформаторов тока 10 кВ на СВ-10 кВ, установка трансформаторов тока на СВ-110, РП-110 кВ, монтаж гибкой ошиновки ОРУ-110 кВ

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

2.3.1.1 Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 24 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 25 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 26 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 24 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 220 кВ Киренга	220/110/35	АТ-1	АТДЦТН- 63000/220	230	63	1986	95	12,24	12,16	14,47	17,65	18,37	11,81	8,49	9,73	10,01	0,00	0,00
					121	63			2,37	1,27	0,50	1,79	3,50	4,49	2,12	2,45	2,00	0,00	
					38,5	32			13,85	12,82	13,21	15,37	19,76	7,54	6,73	7,20	8,63	0,00	
			АТ-2	АТДЦТН- 63000/220	230	63	1984	95	12,28	12,33	14,49	17,66	18,07	12,25	8,71	9,80	10,09	13,50	
					121	63			1,18	1,02	1,71	2,76	1,64	5,48	3,52	2,27	3,48	2,20	
					38,5	32			14,00	12,83	13,19	15,40	19,79	7,56	6,78	7,18	8,66	11,30	
2	ПС 220 кВ Светлая	220/35/10	Т-1	SFSZ- 40000/220/35/10	230/38,5/11	40	2019	85	–	–	–	36,72	29,24	–	–	–	0,09	21,04	3,70
			Т-2	SFSZ- 40000/220/35/10	230/38,5/11	40	2019	85	–	–	–	37,33	22,35	–	–	–	18,30	17,64	
3	ПС 220 кВ Столбово	220/35/10	Т-1	SFSZ (ТДТН)- 40000-220/35/10	230/38,5/11	40	2021	100	–	–	–	14,31	18,23	–	–	–	1,68	2,91	8,66
			Т-2	SFSZ (ТДТН)- 40000-220/35/10	230/38,5/11	40	2021	100	–	–	–	16,37	22,93	–	–	–	1,15	8,31	

Таблица 25 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Киренга	АТ-1	АТДЦТН-63000/220	1986	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		АТ-2	АТДЦТН-63000/220	1984	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 220 кВ Светлая	Т-1	SFSZ-40000/220/35/10	2019	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFSZ-40000/220/35/10	2019	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 220 кВ Столбово	Т-1	SFSZ (ТДТН)-40000- 220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	SFSZ (ТДТН)-40000- 220/35/10	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 26 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 220 кВ Киренга	2022	36,44	ПС 220 кВ Киренга	ПАО «Газпром»	290/21-СЭС	21.12.2021	2024	4,900	0,000	10	4,410	48,545	48,545	48,545	48,545	48,545	48,545
				ПС 220 кВ Киренга	ООО «Русфорест Магистральный»	191/20-СЭС	19.08.2020	2024	4,500	0,000	35	4,050						
				ПС 220 кВ Киренга	ОАО «РЖД»	686/22-СЭС	07.12.2022	2024	2,350	18,776	110	1,645						
				ПС 220 кВ Киренга	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,761	5,040	–	0,076						
				ПС 35 кВ Небель	АО «Ленгазспецстрой»	395/20-СЭС	11.02.2021	2024	1,640	0,000	10	0,656						
				ПС 35 кВ Небель	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,575	0,084	–	0,058						
2	ПС 220 кВ Светлая ²⁾	2022 ¹⁾	51,59	ПС 220 кВ Светлая	ООО «Группа компаний Старатель»	6501/21- ЮЭС	08.10.2021	2024	5,000	0,000	10	2,500	67,382	67,382	67,382	67,382	67,382	67,382
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «Группа компаний Старатель»	7370/21- ЮЭС	01.11.2021	2024	5,000	0,000	10	2,500						
				ПС 220 кВ Светлая	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	5461/21- ЮЭС	01.10.2021	2024	4,700	0,000	10	2,350						
				ПС 220 кВ Светлая	ИП Ничков Александр Николаевич	6635/21- ЮЭС	19.11.2021	2024	4,700	0,000	10	3,290						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
3	ПС 220 кВ Столбово ²⁾	2022	41,16	ПС 220 кВ Светлая	Физ. лицо	7612/22- ЮЭС	20.02.2023	2024	3,900	0,000	10	2,730	44,065	44,065	44,065	44,560	44,560	44,560
				ПС 220 кВ Светлая	МБОУШР «Шелеховский лицей»	1015/19- ЮЭС	10.10.2019	2024	2,150	0,000	0,4	0,430						
				ПС 220 кВ Светлая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,124	0,276	–	0,412						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	3762/20-ВЭС	09.11.2020	2024	4,000	0,000	10	0,800						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	844/21-ВЭС	15.03.2021	2024	4,000	0,000	10	0,800						
				ПС 220 кВ Столбово	Физ. лицо	1186/22-ВЭС	14.03.2022	2027	1,065	0,000	10	0,426						
				ПС 220 кВ Столбово	СНТ «Раздолье-2»	226/22-ВЭС	07.02.2022	2024	0,675	0,400	10	0,270						
				ПС 220 кВ Столбово	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2027	7,639	0,674	–	0,764						

Примечания

- 1 ¹⁾ Контрольный замер по ПС 220 кВ Светлая за 2021 год не рассматривается при анализе загрузки, т. к. является нехарактерным (в 2021 году в целях разгрузки ПС 110 кВ Пивзавод был осуществлен временный перевод нагрузки с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая).
- 2 ²⁾ Величина перспективной нагрузки ПС приведена без учета планируемого сетевой организацией перераспределения мощности с других центров питания.

ПС 220 кВ Киренга.

В настоящий момент на ПС 220 кВ Киренга установлены два автотрансформатора АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый. Далее будет рассмотрена загрузка обмоток 35 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Киренга. Согласно информации от АО «ИЭСК» номинальная мощность обмоток 35 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 составляет 32 МВА каждая.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка обмоток 35 кВ за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 39,55 МВА. В ПАР отключения одного из автотрансформаторов загрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе автотрансформатора составит 102,99 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ обмоток 35 кВ автотрансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки автотрансформаторов при ТНВ -14,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,28 МВА).

Перспективная нагрузка обмоток 35 кВ существующих автотрансформаторов формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 39,55 + 10,28 + 0 - 0 = 49,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из автотрансформаторов загрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе автотрансформатора составит 129,76 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ обмоток 35 кВ автотрансформаторов.

Возможность снижения загрузки автотрансформаторного оборудования ПС 220 кВ Киренга ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из автотрансформаторов на ПС 220 кВ Киренга расчетный объем ГАО составит 11,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 на автотрансформаторы мощностью не менее 49,83 МВА для обмоток 35 кВ с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, автотрансформатором к указанному значению является автотрансформатор мощностью 125 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации альтернативное техническое решение – установку на ПС 220 кВ Киренга третьего автотрансформатора АТ-3 мощностью 125 МВА, демонтируемого с ПС 220 кВ Коршуниха.

Дополнительно рассмотрено мероприятие по реконструкции ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1, суммарные дисконтированные затраты по варианту с заменой автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 2×63 МВА на 2×125 МВА составляют 727,91 млн руб., по варианту с установкой третьего автотрансформатора мощностью 125 МВА (демонтируемого с ПС 220 кВ

Коршуниха) – 418,59 млн руб., а по варианту с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 308,19 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 220 кВ Киренга является вариант с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 220 кВ Светлая.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 51,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,17 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 47,89 МВА (95,78 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 15,79 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Инженерно-Строительная Компания» (ДТП от 24.06.2022 № 8279/21-ЮЭС заявленной мощностью 1,143 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Кроме того, по информации АО «ИЭСК» по результатам реконструкции ВЛ 35 кВ Светлая – Баклаши – Пивзавод планируется перевод нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Пивзавод на ПС 220 кВ Светлая в объеме 12,34 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 51,59 + 15,79 + 12,34 - 3,7 = 76,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 152,04 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Светлая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Светлая расчетный объем ГАО составит 26,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 76,02 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 220 кВ Столбово.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 41,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82,32 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,66 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 32,50 МВА (65,00 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,40 МВА).

Согласно информации от АО «ИЭСК» в соответствии с ТУ на ТП энергопринимающих устройств физического лица (ДТП от 14.03.2022 № 1186/22-ВЭС заявленной мощностью 1,065 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 220 кВ Столбово с заменой существующих силовых трансформаторов.

В соответствии с информацией АО «ИЭСК» планируется выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПС 35 кВ Пирс с подключением от ПС 220 кВ Столбово и переводом на постоянной основе части нагрузки (в объеме 10,02 МВА) с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово;

- строительство ВЛ 35 кВ Геологическая – Лыловщина с переключением нагрузки ПС 35 кВ Лыловщина с ПС 110 кВ Урик на ПС 220 кВ Столбово в объеме 6,76 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,16 + 3,40 + 10,02 + 6,76 - 8,66 = 52,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,36 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Столбово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Столбово расчетный объем ГАО составит 2,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 52,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ИЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 27 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Иркутской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 27 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Иркутской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Тайшетский алюминиевый завод	ЗАО «РУСАЛ Глобал Менеджмент Б.В.»	750,0	690,0	220	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 500 кВ Озерная
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	588,0	413,0	220	2024	ПС 220 кВ Слюдянка ПС 220 кВ Байкальск ПС 220 кВ Речушка ПС 220 кВ Якурим ПС 220 кВ Кунерма ПС 220 кВ Улькан ПС 220 кВ Киренга ПС 220 кВ Небель (строящаяся) ПС 220 кВ Ния
					110		ПС 110 кВ Облепиха ПС 110 кВ Замзор ПС 110 кВ Ук ПС 110 кВ Нижнеудинск
3	ООО «Полюс Сухой Лог»	ООО «Полюс Сухой Лог»	0,0	229,0	220	2023-2028	ПС 220 кВ Витим
4	ООО «Иркутская нефтяная компания» ПС 500 кВ Литиевая	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	220,0	500	2026–2027	ПС 500 кВ Усть-Кут Усть-Илимская ГЭС
5	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	110,0	500	2023–2024	Братский ПП 500 кВ
6	Электроустановки завода (печи)	ООО «Братский завод ферросплавов»	93,5	15,5	10	2023	ПС 110 кВ ПГВ

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
7	Целлюлозно-картонный комбинат	Группа «ИЛИМ» в г. Усть-Илимск	0,0	94,3	110	2023	Усть-Илимская ТЭЦ
Более 50 МВт							
8	ООО «ГринФилд»	ООО «ГринФилд»	0,0	90,0	220	2025	Братская ГЭС ПС 220 кВ Заводская
9	Иркутский авиационный завод-филиал ОАО «Корпорация ИРКУТ»	Иркутский авиационный завод-филиал ОАО «Корпорация ИРКУТ»	49,0	28,8	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 220 кВ Ново-Ленино
10	Добыча сырой нефти	ООО «Иркутская нефтяная компания»	0,0	65,0	220	2024	ПС 220 кВ Рассолы
Более 10 МВт							
11	Лесозаготовки, обработка древесины	ИП Полторанос А.П.	0,0	38,0	110	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	Иркутская ТЭЦ-9 ПС 220 кВ УП-15
12	Производственный комплекс с объектами основного и вспомогательного оборудования	ЗАО «СЭМЗ»	0,0	37,0	110	2024	ПС 220 кВ Заводская
13	Комплекс по производству этилена Э-200	АО «Саянскхим-пласт»	0,0	36,8	110	2027–2028	Ново-Зиминская ТЭЦ ПС 500 кВ Ново-Зиминская
14	Центр обработки данных	ООО «Сибмайн И»	0,0	30,0	10	2024	ПС 220 кВ УП-15
15	Тепличный комплекс	ООО ТК «Саянский»	0,0	21,9	110	2024	Ново-Зиминская ТЭЦ
16	ООО «УК «Усолье-Промтех»	ООО «УК «Усолье-Промтех»	0,0	20,0	110	2025	ПС 110 кВ Цемзавод ПС 110 кВ Усолье-Сибирское ПС 110 кВ Вокзальная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
17	Горно-обогатительный комбинат	ООО «СГРК»	0,0	20,0	6	2024	ПС 110 кВ Светловский ГОК
18	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	АО «Особая экономическая зона «Иркутск»	0,0	15,8	35	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 220 кВ БЦБК
19	УКПГ-45 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	0,0	14,0	110	2026	ПС 220 кВ Ковыкта
20	Горно-обогатительный комбинат	ООО «Красный»	0,0	15,0	110	2023–2024	ПС 110 кВ Артемовская
21	ООО «Палитра»	ООО «Палитра»	0,0	14,0	110	2023	Иркутская ТЭЦ-9
22	УКПГ-2 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	ПАО «Газпром»	0,0	13,5	110	2023	ПС 220 кВ Ковыкта
23	СППК «Белоярыня»	СППК «Белоярыня»	0,4	10,0	10	2024	ПС 110 кВ Кузнецовка
24	ООО «МФЦ Капитал»	ООО «МФЦ Капитал»	0,0	11,2	10	2023 2025	ПС 110 кВ Еловка

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Инвестиционные проекты по информации от исполнительных органов субъектов РФ							
25	Теплоснабжение г. Байкальска, Администрация Байкальского муниципального образования (реализуется в рамках мастер-плана города)	Теплоснабжение г. Байкальска, Администрация Байкальского муниципального образования (реализуется в рамках мастер-плана города)	0,0	77	Не определено	2023 2025	Не определен

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	65216	71404	75017	78460	80838	82227	83506
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	6188	3613	3443	2378	1389	1279
Годовой темп прироста, %	–	9,49	5,06	4,59	3,03	1,72	1,56

Потребление электрической энергии по энергосистеме Иркутской области прогнозируется на уровне 83506 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,79 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 6188 млн кВт·ч или 9,49 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 1279 млн кВт·ч или 1,56 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 27.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Иркутской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на металлургическом предприятии ООО «РУСАЛ Тайшет»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	9856	10914	11219	11572	11883	12091	12167
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	1058	305	353	311	208	76
Годовой темп прироста, %	–	10,73	2,79	3,15	2,69	1,75	0,63
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6617	6542	6687	6780	6803	6801	6863

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2029 году прогнозируется на уровне 12167 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,22 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 1058 МВт или 10,73 %, что обусловлено реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», наименьший – 76 МВт или 0,63 % в 2029 году.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотняется, по сравнению с отчетным периодом. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6863 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

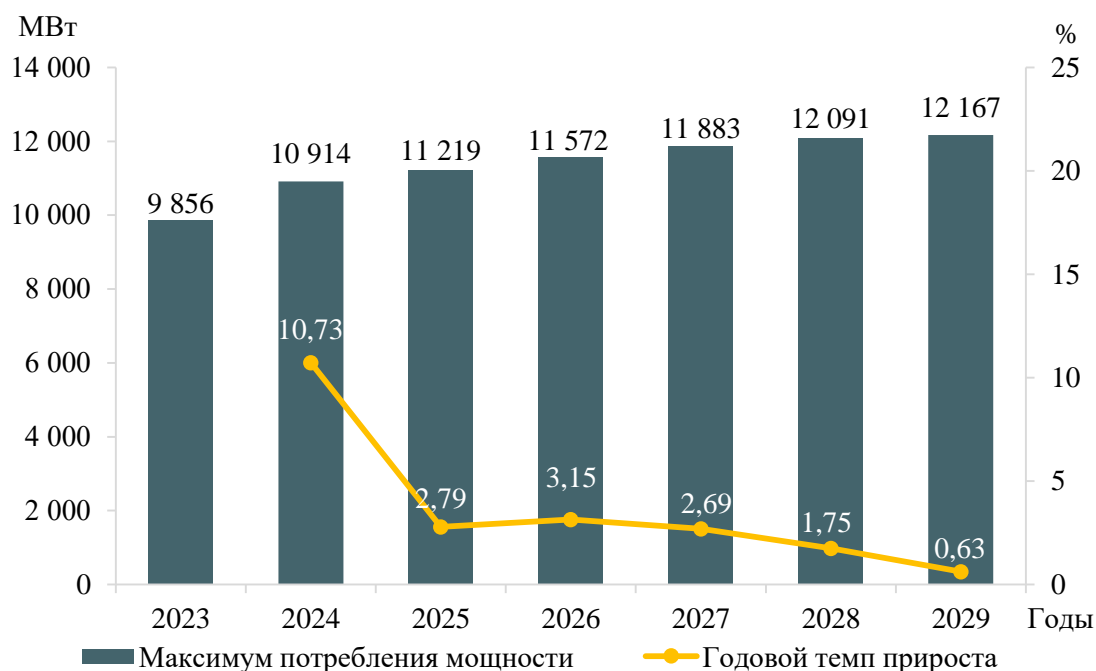


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2023 году ожидаются в объеме 35,0 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 176,7 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Иркутской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Иркутской области	35,0	176,7	–	–	–	–	–	176,7
ТЭС	35,0	176,7	–	–	–	–	–	176,7

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Иркутской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 22,9 МВт на Иркутской ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2029 году составит 13354,8 МВт. К 2029 году структура генерирующих

мощностей энергосистемы Иркутской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области представлена в таблице 31. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области представлена на рисунке 7.

Таблица 31 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	13155,2	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8
ГЭС	9162,5	9185,4	9185,4	9185,4	9185,4	9185,4	9185,4
ТЭС	3992,7	4169,4	4169,4	4169,4	4169,4	4169,4	4169,4

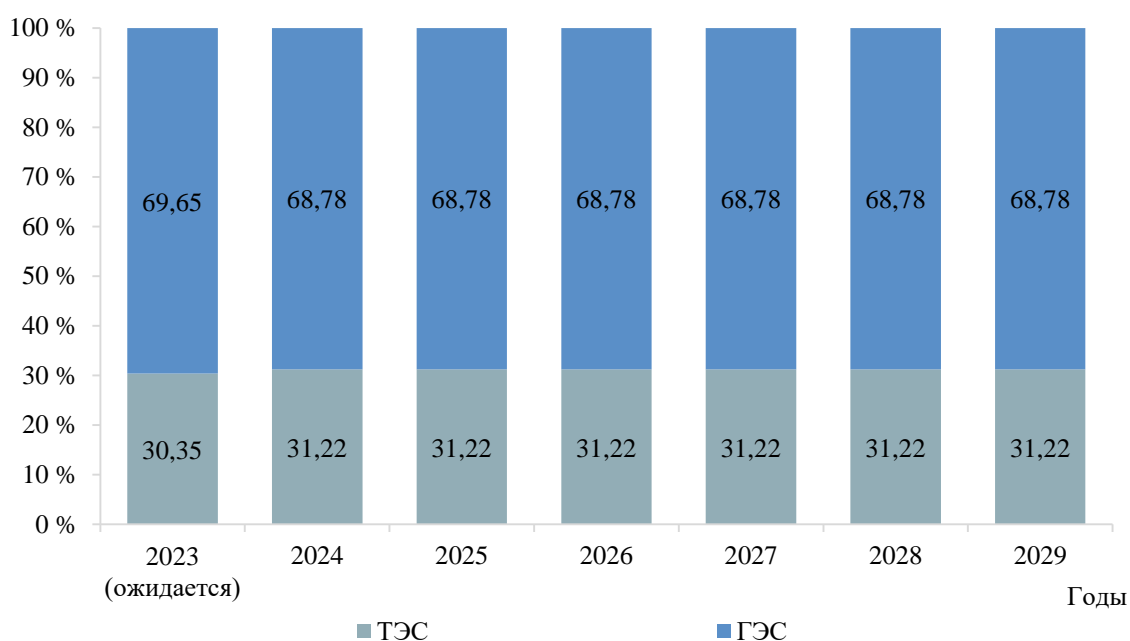


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Иркутской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Иркутской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	АО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	АО «ИЭСК»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км	АО «ИЭСК»	110	км	68	–	–	–	–	–	–	68	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8	Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
10	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	1×30 2×12	–	–	–	–	–	–	54	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	1×10 2×15	–	–	–	–	–	–	40	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	12,662	–	–	–	–	–	–	12,662	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
24	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	20,289	–	–	–	–	–	–	20,289	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15,205	–	–	–	–	–	–	15,205	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,786	–	–	–	–	–	–	16,786	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	–	23,88	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Капитал»
30	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
31	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
32	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
33	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
34	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
35	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
36	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
37	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
38	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
39	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Иркутской области

В таблице 33 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Иркутской области.

Таблица 33 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Иркутской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	АО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839
														ОАО «РЖД»	12,8	16,03
														ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,5	10,62
														ОАО «РЖД»	10	10,13
														ОАО «РЖД»	13,6	5,69
														ОАО «РЖД»	28,126	4
2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,122	–	–	–	–	–	–	461,122	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ООО «ИНК»	–	65
														АО «Тонода»	–	32
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	13,5
														ПАО «Газпром»	–	9,45
														ПАО «Газпром»	–	9,05
														ПАО «Газпром»	–	8,5
3	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	9,05
4	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,063 км	ПАО «Россети»	500	км	–	295,063	–	–	–	–	–	295,063	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ООО «ИНК»	–	220
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	70,4	20,9
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	9,05

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
5	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ООО «ЕвроСиб-Энерго-Гидрогенерация»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ООО «ИНК»	–	220
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	70,4	20,9
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	9,05
6	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ООО «ИНК»	–	220
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	70,4	20,9
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	9,05
7	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ОАО «РЖД»	142,682	213,7
														ПАО «Высочайший»	–	20
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	9,05
														ПАО «Газпром»	–	9,05
8	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полнос Сухой Лог», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», АО «Тонода» и т. д.	ООО «Полнос Сухой Лог»	–	229
														ООО «ИНК»	–	220
														ОАО «РЖД»	–	69,706
														ООО «ИНК»	–	65
														АО «Тонода»	–	32
														ОАО «РЖД»	70,4	20,9
														ПАО «Газпром»	–	14
														ПАО «Газпром»	–	13,5
														ПАО «Газпром»	–	9,45
														ПАО «Газпром»	–	9,05
														ПАО «Газпром»	–	8,5
9	Строительство ПП 500 кВ Янталь с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
10	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 на ПП 500 кВ Янталь ориентировочной протяженностью 7,2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	2×7,2	–	–	–	14,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый и четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ООО «ИНК»	500	МВА	–	–	–	2×501	–	–	–	1002	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
		ООО «ИНК»	220	МВА	–	–	–	4×160	–	–	–	640				
12	Строительство шинного моста между ПП 500 кВ Янталь и ПС 500 кВ Литиевая (ошиновка) ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «ИНК»	500	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	220
13	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839
14	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «ИНК»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	65
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 1,803 км и 1,283 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,803 1,283	–	–	–	–	–	3,086				
16	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корято с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Тонода»	220	МВА	–	–	–	–	2×80	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тонода»	АО «Тонода»	–	32
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корято ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×6,158	–	–	12,316				
18	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	–	22,59
		ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40		ОАО «РЖД»	16,317	15,810
19	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	–	22,59
														ОАО «РЖД»	16,317	15,810

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
20	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	–	22,59
														ОАО «РЖД»	16,317	15,810
21	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск, СНТ «Горный Байкал», ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	Особая экономическая зона Иркутск	–	15,7
														Администрация Байкальского городского поселения	–	6
														ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	–	2,800
														ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»	–	1,400

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	АО «ГринФилд»	220	МВА	–	–	3×63	–	–	–	–	189	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»	АО «ГринФилд»	–	90
23	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км			км	–	–	6	–	–	–	–	9				
24	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км			км	–	–	2	–	–	–	–					
25	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 1 км с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	АО «ИЭСК»		км	–	–	1	–	–	–	–					
26	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Газпром»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	14
27	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта № 1 ориентировочной протяженностью 259,16 км	ПАО «Россети»	220	км	259,16	–	–	–	–	–	–	259,16		ПАО «Газпром»	–	13,5
														ПАО «Газпром»	–	9,45
														ПАО «Газпром»	–	9,05
														ПАО «Газпром»	–	8,5
28	Строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта № 2 ориентировочной протяженностью 259,16 км	ПАО «Россети»	220	км	259,16							259,16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	14
													ПАО «Газпром»	–	9,05	
29	Строительство ПС 220 кВ Витим с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ООО «Полус Сухой Лог»	220	МВА	2×160 2×100	–	–	–	–	–	–	520	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полус Сухой Лог»	ООО «Полус Сухой Лог»	–	229
30	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая			км	2×4,2	–	–	–	–	–	–	–				
31	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	400	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	69,706
														ОАО «РЖД»	–	22,59
														ОАО «РЖД»	70,4	20,9
														ОАО «РЖД»	16,317	15,810

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
32	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»	АО «Саянскхим-пласт»	–	36,8
														ОАО «РЖД»	28,126	4
33	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»	АО «Саянскхим-пласт»	–	36,8
														ОАО «РЖД»	28,126	4
34	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	28,126	4
35	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	28,126	4
36	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
37	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,923	7,73
														ОАО «РЖД»	21,602	7,72

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
38	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МБОУ «ЧСОШ»	МБОУ «ЧСОШ»	–	0,750
39	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом на напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х				
40	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Снабжение», ООО «ИРЗ», ПЖСК «Падь Чадкова», СНТ «Баргузин» и т. д.	ООО «Снабжение»	0,630	3,370
														Физ. лицо	–	1,065
														ООО «ИРЗ»	0,630	1,000
														ПЖСК «Падь Чадкова»	–	0,840
														СНТ «Баргузин»	0,160	0,795
														ИП Рогов И.В.	–	0,670
41	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя КУМИ Иркутского района	КУМИ Иркутского района	–	1,200
42	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Компания СМП»	ООО «Компания СМП»	0,06	0,69
43	Строительство ПС 110 кВ Красный с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Красный»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красный»	ООО «Красный»	–	15
44	Строительство ВЛ 110 кВ Артемовская – Красный	ООО «Красный»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
45	Строительство второй ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полос ориентировочной протяженностью 19,5 км	АО «Витимэнерго»	110	км	19,5	–	–	–	–	–	–	19,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полос Вернинское»	АО «Полос Вернинское»	27,9	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
46	Строительство ПС 110 кВ ГОК Светловский с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Высочайший»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Высочайший»	ПАО «Высочайший»	–	20
47	Строительство ВЛ 110 кВ Сухой Лог – ГОК Светловский ориентировочной протяженностью 61 км	ПАО «Высочайший»	110	км	–	61	–	–	–	–	–	61				
48	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО ТК «Саянский»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ТК «Саянский»	ООО ТК «Саянский»	–	21,887
49	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ока I цепь с отпайкой на ПС ЗСХК до ПС 110 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,28 км	ООО ТК «Саянский»	110	км	0,28	–	–	–	–	–	–	0,28				
50	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	9
51	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б) до ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 1,8 км и 5,8 км	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	км	1,8 5,8	–	–	–	–	–	–	7,6				
52	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «СЭМЗ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЭМЗ»	АО «СЭМЗ»	–	37
53	Строительство отпайки от отпайки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ СТЭМИ до ПС 110 кВ Индустриальная	АО «СЭМЗ»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
54	Строительство ПС 110 кВ ГПП с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	8,2553
55	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ ГПП ориентировочной протяженностью 1 км каждая	ФКП «УЗКС МО РФ»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2				
56	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Саянскхимпласт»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Саянскхимпласт»	АО «Саянскхимпласт»	–	36,8
57	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – ГПП-2 Зелёная и ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – ГПП-2 Синяя до ПС 110 кВ ГПП-3 ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Саянскхимпласт»	110	км	–	–	–	–	–	2×1	–	2				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
58	Строительство ПС 110 кВ Технопарк с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «УК индустриального технопарка «Усолъе-Промтех»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК индустриального технопарка «Усолъе-Промтех»	ООО «УК индустриального технопарка «Усолъе-Промтех»	–	20
59	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолъе-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолъская) и ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками до ПС 110 кВ Технопарк	ООО «УК индустриального технопарка «Усолъе-Промтех»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
60	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-2 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	13,5
61	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-2 ориентировочной протяженностью 13,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	2×13,5	–	–	–	–	–	–	27		ПАО «Газпром»	–	13,5
62	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20		ПАО «Газпром»	–	8,5
63	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-3 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	2×15,5	–	–	–	–	–	–	31		ПАО «Газпром»	–	8,5
64	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-1 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32		ПАО «Газпром»	–	9,05
65	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-1 ориентировочной протяженностью 32 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	2×32	–	–	–	–	–	64		ПАО «Газпром»	–	9,05
66	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-45 с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Газпром»	110	МВА	–	–	–	2×16	–	–	–	32		ПАО «Газпром»	–	14
67	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ковыкта – УКПГ-45 ориентировочной протяженностью 15,5 км	ПАО «Газпром»	110	км	–	–	–	2×15,5	–	–	–	31		ПАО «Газпром»	–	14
68	Строительство ПС 110 кВ Синергия с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ИП Полторанос А.П.	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38
69	Реконструкция ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь на участке от ПС 220 кВ УП-15 до отпайки на ПС 110 кВ Синергия с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
70	Реконструкция ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь на участке от ПС 220 кВ УП-15 до отпайки на ПС 110 кВ Синергия с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
71	Установка на ПС 110 кВ Синергия СКРМ мощностью 80 Мвар	ИП Полторанос А.П.	110	Мвар	1×80	–	–	–	–	–	–	80				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
72	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпаяк до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,902	2,28
73	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,923	7,73
														ОАО «РЖД»	21,602	7,72
														ОАО «РЖД»	25,547	4,16
74	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с замесной провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,2	17,74
75	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,2	17,74
76	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15	–	–	–	–	–	–	15	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
													Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,2	17,74
77	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками на участке от ПС 110 кВ Меет до ПС 220 кВ Ново-Ленино ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	19	–	–	–	–	–	–	19	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
													Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,2	17,74

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
78	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	1	–	–	–	–	–	–	1	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839
79	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839
80	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	23	–	–	–	–	–	–	23	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	70,4	20,9
81	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	70,4	20,9
82	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	–	5,2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74
83	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»	Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут»	49	28,8
														ОАО «РЖД»	36,2	17,74
84	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	–	40	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
85	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	64,8644	20,839
86	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	–	15	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	70,4	20,9
87	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,8	16,03
88	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
89	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
90	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
91	Реконструкция ПС 110 кВ Нижеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,394	7,37
													ОАО «РЖД»	28,126	4	
92	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,394	7,37
93	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
94	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
95	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
96	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
97	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
98	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
99	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
100	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
101	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
102	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
103	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
104	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 16,786 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,786	–	–	–	–	–	–	16,786	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ООО «Капитал»	–	5,000
													3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36,200	3,620

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
105	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	–	23,88	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ООО «Капитал»	–	5,000
													ОАО «РЖД»	36,200	3,620	
106	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	20,289	–	–	–	–	–	–	20,289	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ООО «Капитал»	–	5,000
													ОАО «РЖД»	36,200	3,620	
107	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15,205	–	–	–	–	–	–	15,205	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»	ООО «Капитал»	–	5,000
													ОАО «РЖД»	36,200	3,620	
108	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I, II цепь до ПС 110 кВ Синергия	АО «ИЭСК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Полторанос А.П.	ИП Полторанос А.П.	–	38

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
109	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Атлант»	ООО «Атлант»	–	3,000
110	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Мечта», ОАО «РЖД»	ООО СЗ «Мечта»	–	1,910
														ОАО «РЖД»	–	1,000
111	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Багдасарян Г.В. и физ. лиц	ИП Багдасарян Г.В.	–	0,980
														Физ. лицо	–	1,000
														Физ. лицо	0,070	0,930
112	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»	ООО «Инженерно-Строительная Компания»	–	1,143
113	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Универсал» и физ. лица	ООО «Универсал»	–	1,300
														Физ. лицо	0,900	1,000
114	Реконструкция ПС 110 кВ Студенческая с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инвест-Девелопмент»	ООО «Инвест-Девелопмент»	0,4307	1,5693
115	Строительство новой ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/10 кВ	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Новогромовское»	ООО «Новогромовское»	–	1,500
116	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон до новой ПС 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
117	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	–	64	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»	–	4,700
118	Строительство новой ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/10 кВ	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерства имущественных отношений Иркутской области	Министерство имущественных отношений Иркутской области	–	4,000
119	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская – Прибрежная до новой ПС 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
120	Реконструкция ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I, II цепь с отпайкой на ПС Оёк ориентировочной протяженностью 48,089 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	2×48,089	–	–	–	–	–	96,178	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
121	Реконструкция ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I, II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 21,307 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	–	2×21,307	–	–	–	–	–	42,614	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
122	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
123	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
124	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
125	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Столбово – Оёк	АО «ИЭСК»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065
126	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк ориентировочной протяженностью 0,788 км	АО «ИЭСК»	110	км	–	2×0,788	–	–	–	–	–	1,576	Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	1,065

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,122	–	–	–	–	–	–	461,122	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т. д.
2	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
3	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,063 км	ПАО «Россети»	500	км	–	295,063	–	–	–	–	–	295,063	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.
4	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ООО «ЕвроСиб-Энерго-Гидрогенера-ция»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.
5	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ООО «ИНК», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший» и т. д.
6	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
7	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», АО «Тонода» и т. д.
8	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
		ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежда – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
11	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Саянскхимпласт», ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
15	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
16	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
17	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министерства энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
18	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министерства энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
19	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министерства энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
20	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпайки до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулошка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8	1. Решение Министерства энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	1. Решение Министерства энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
22	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
23	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15	–	–	–	–	–	–	15	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками на участке от ПС 110 кВ Мегет до ПС 220 кВ Ново-Ленино ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	19	–	–	–	–	–	–	19	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	1	–	–	–	–	–	–	1	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
27	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
28	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	23	–	–	–	–	–	–	23	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
29	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	–	5,2	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»
31	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Иркутский авиационный завод – филиал ПАО «Корпорация Иркут», ОАО «РЖД»
32	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	–	40	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
33	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
34	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	–	15	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
35	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
36	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
37	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
38	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
39	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
40	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
41	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
42	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
43	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,786	–	–	–	–	–	–	16,786	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
44	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	–	23,88	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»
45	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	20,289	–	–	–	–	–	–	20,289	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»
46	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15,205	–	–	–	–	–	–	15,205	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Капитал», ОАО «РЖД»

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформаторов Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя КУМИ Иркутского района
6	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Снабжение», ООО «ИРЗ», ПЖСК «Падь Чадкова», СНТ «Баргузин» и т. д.
7	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
8	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
9	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Лесовосстановительная компания»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витимэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Атлант»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×40	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
13	Реконструкция ПС 110 кВ Ользоны с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
14	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
15	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
16	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
17	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
18	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
20	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МБОУ «ЧСОШ»
21	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом на проектное напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МБОУ «ЧСОШ»

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 36 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 36 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 220 кВ Новоленской ТЭС	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Новоленская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	550
2	Строительство ПП 220 кВ Пилька с заходами ЛЭП 220 кВ	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х			
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог на ПП 220 кВ Пилька ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	220	км	–	–	–	–	–	2×0,5	–	1			
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корице на ПП 220 кВ Пилька ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	220	км	–	–	–	–	–	2×0,5	–	1			
5	Строительство двух двухцепных ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пилька ориентировочной протяженностью 233,5 км каждая	220	км	–	–	–	–	–	4×233,5	–	934			
6	Строительство второй ВЛ 220 кВ Пилька – Сухой Лог ориентировочной протяженностью 260 км	220	км	–	–	–	–	–	260	–	260			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
7	Реконструкция ПС 220 кВ Витим с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 100 Мвар каждая, двух УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар каждый	220	Мвар	–	–	–	–	–	2×100	–	200			
		220	Мвар	–	–	–	–	–	2×100	–	200			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [6].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [6], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [7]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [8], п. 381, (таблица 37).

Таблица 37 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 22.09.2023	–	–	–	–	114,6	107,0

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Киренга

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2024–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ – 4,9 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Для варианта № 2 затраты на эксплуатационное обслуживание рассчитаны исходя из стоимости нового автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА.

Таблица 38 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 220 кВ Киренга

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	35 кВ	
Вариант № 1 (замена двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый)									
Замена двух автотрансформаторов АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	549,29	–	–	220/110/35	2×125	–	–	–	543,13
Итого по варианту № 1									549,29
Вариант № 2 (установка третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА, демонтируемого с ПС 220 кВ Коршуниха)									
Установка третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА, демонтируемого с ПС 220 кВ Коршуниха	30,25	–	–	220/110/35	1×125	–	–	–	29,91
Установка ячейки выключателя 220 кВ	121,42	–	–	220	–	220-12 / 1	–	–	120,07
Установка ячейки выключателя 110 кВ	46,65	–	–	110	–	–	110-12 / 1	–	46,13
Установка двух ячеек выключателей 35 кВ	36,63	–	–	35	–	–	–	35-9 / 2	36,22
Итого по варианту № 2									234,95
Вариант № 3 (установка трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА)									
Установка трехобмоточного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	88,90	–	–	110/35/10	1×25	–	–	–	87,90
Установка двух ячеек выключателей 110 кВ	93,29	–	–	110	–	–	110-12 / 2	–	92,25
Установка двух ячеек выключателей 35 кВ	36,63	–	–	35	–	–	–	35-9 / 2	36,22
Итого по варианту № 3									218,82

Таблица 39 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Капитальные затраты, млн руб.	549,29	234,95	218,82
То же в %	251 %	107 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	538,30	483,75	258,21
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	736,16	421,65	311,68
То же в %	236 %	135 %	100 %

Таблица 40 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 220 кВ Киренга в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	549,29	183,10	183,10	183,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ	549,29	183,10	183,10	183,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ		4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	538,30	0,00	0,00	0,00	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ	538,30	0,00	0,00	0,00	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1087,59	183,10	183,10	183,10	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92	26,92
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	736,16	183,10	169,53	156,98	21,37	19,78	18,32	16,96	15,70	14,54	13,46	12,47	11,54	10,69	9,90	9,16	8,48	7,86	7,27	6,74	6,24	5,77	5,35	4,95

Таблица 41 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 220 кВ Киренга в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	234,95	78,32	78,32	78,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ	151,67	50,56	50,56	50,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	83,28	27,76	27,76	27,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ		4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	483,75	0,00	0,00	0,00	24,39	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ	385,48	0,00	0,00	0,00	19,48	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26	19,26
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	98,27	0,00	0,00	0,00	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	718,70	78,32	78,32	78,32	24,39	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	421,65	78,32	72,52	67,14	19,37	17,77	16,45	15,24	14,11	13,06	12,09	11,20	10,37	9,60	8,89	8,23	7,62	7,06	6,53	6,05	5,60	5,19	4,80	4,45

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 реконструкции ПС 220 кВ Киренга в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	218,82	72,94	72,94	72,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	218,82	72,94	72,94	72,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	258,21	0,00	0,00	0,00	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	258,21	0,00	0,00	0,00	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	477,03	72,94	72,94	72,94	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	311,68	72,94	67,54	62,53	10,25	9,49	8,79	8,14	7,53	6,98	6,46	5,98	5,54	5,13	4,75	4,40	4,07	3,77	3,49	3,23	2,99	2,77	2,56	2,37

Как видно из таблицы 39, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 220 кВ Киренга является вариант № 3.

Вариант № 3 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

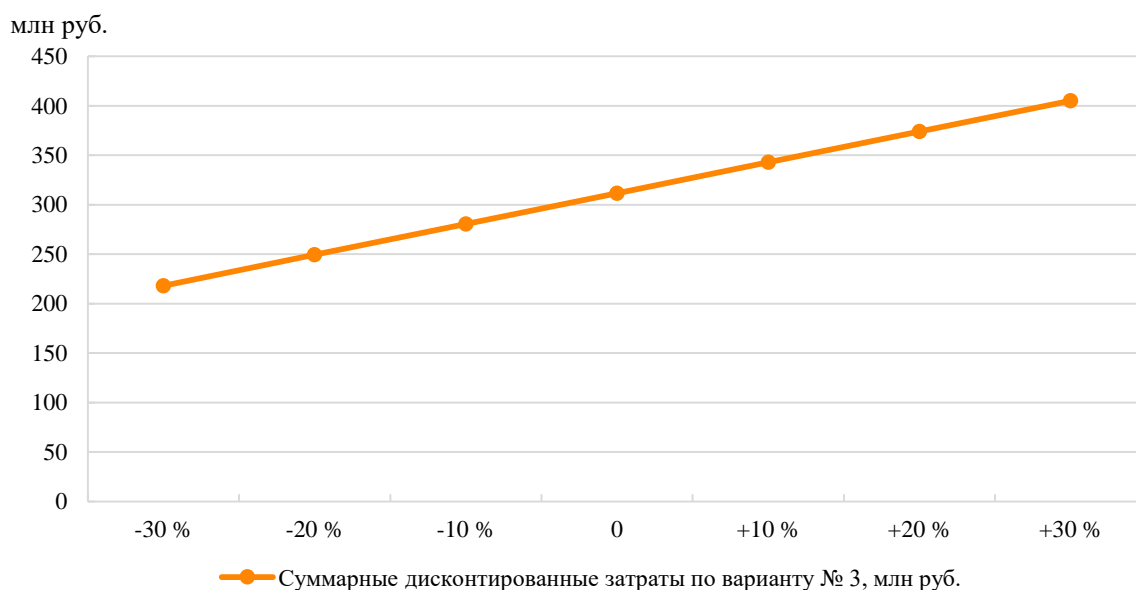
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 3;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

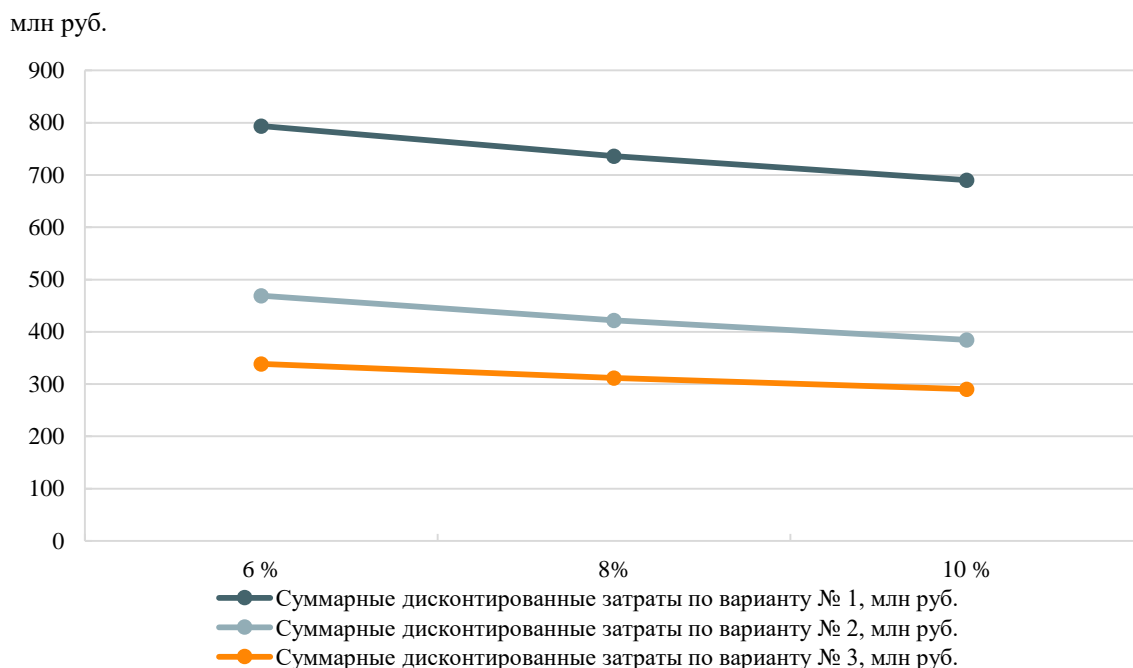
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 3 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 8.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	218	249	281	312	343	374	405

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 3 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	794	736	690
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	469	422	385
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	338	312	290

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 3 даже на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 3 и вариантом № 1 составляет 82 %, а между вариантом № 3 и вариантом № 2 – 4 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 3. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1 и 2 остаются более затратными по отношению к варианту № 3, разница составляет 134 % и 39 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1 и 2 остаются также более затратными по отношению к варианту № 3, разница составляет 138 % и 32 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 3 реконструкции ПС 220 кВ Киренга сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Иркутской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта корректировки инвестиционной программы ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 гг. Материалы размещены 17.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 31.10.2022 № 13@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 21.12.2020 № 16@;

5) утвержденных распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 31.10.2022 № 58-479-мр изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Витимэнерго» на 2022–2024 годы, утвержденную распоряжением министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 29.10.2021 № 58-300-мр;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [7]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [10];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Иркутской области осуществляют свою деятельность 21 сетевая организация. Наиболее крупными ТСО являются АО «Иркутская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 65 % в суммарной НВВ сетевых организаций Иркутской области) и ОГУЭП «Облкоммунэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Иркутской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Иркутской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

¹ Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 27.12.2019 № 450-спр.

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Службы по тарифам Иркутской области от 29.11.2022 № 79-684-спр (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Иркутской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Иркутской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Иркутской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Иркутской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	13,7 %	4,7 %	2,9 %	1,1 %	0,9 %	0,9 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий, утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Иркутской области представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Иркутской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	9749	8294	7488	7003	6603	6603
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	3146	1690	884	399	—	—
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	9329	10122	9594	9510	8361	8361

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 46 и на рисунке 10.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 46 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	36,5	39,8	42,4	44,4	46,1	47,9
НВВ	млрд руб.	40,7	40,9	40,9	41,1	41,6	42,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	4,2	1,0	-1,5	-3,3	-4,5	-5,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
Среднегодовой темп роста	%	—	104	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Среднегодовой темп роста	%	—	96	97	99	100	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,07	0,02	-0,02	-0,05	-0,07	-0,08

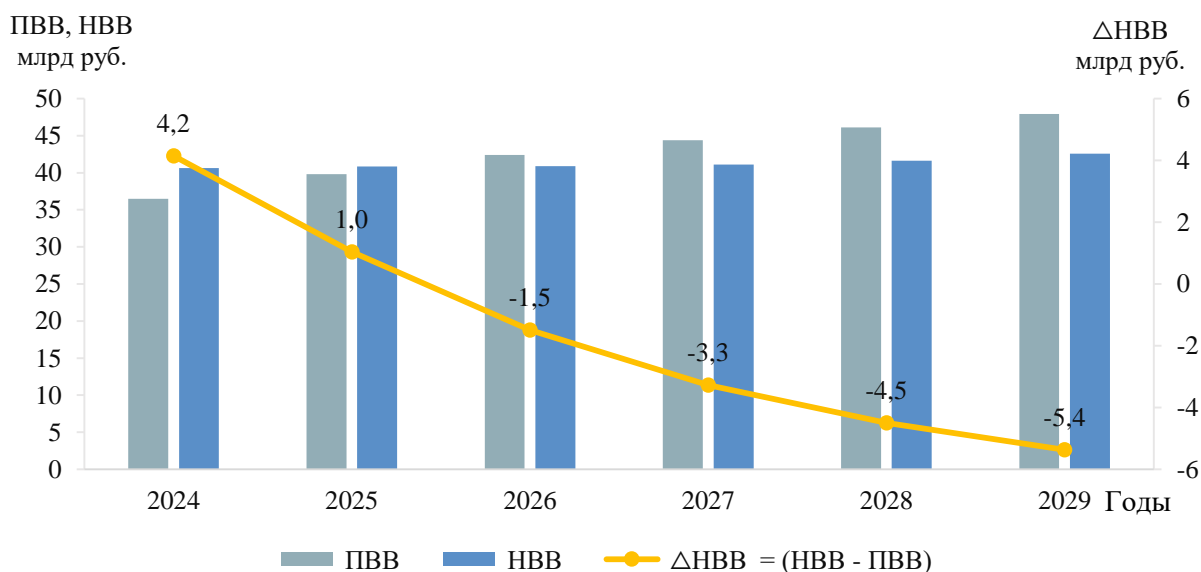


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 46, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Иркутской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2024-2026 годы в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях составляет 2,2 млрд руб. в год (в среднем за период наличия дефицита) и 4,1 млрд руб. в год (в среднем за 2024–2029 годы) соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 11.

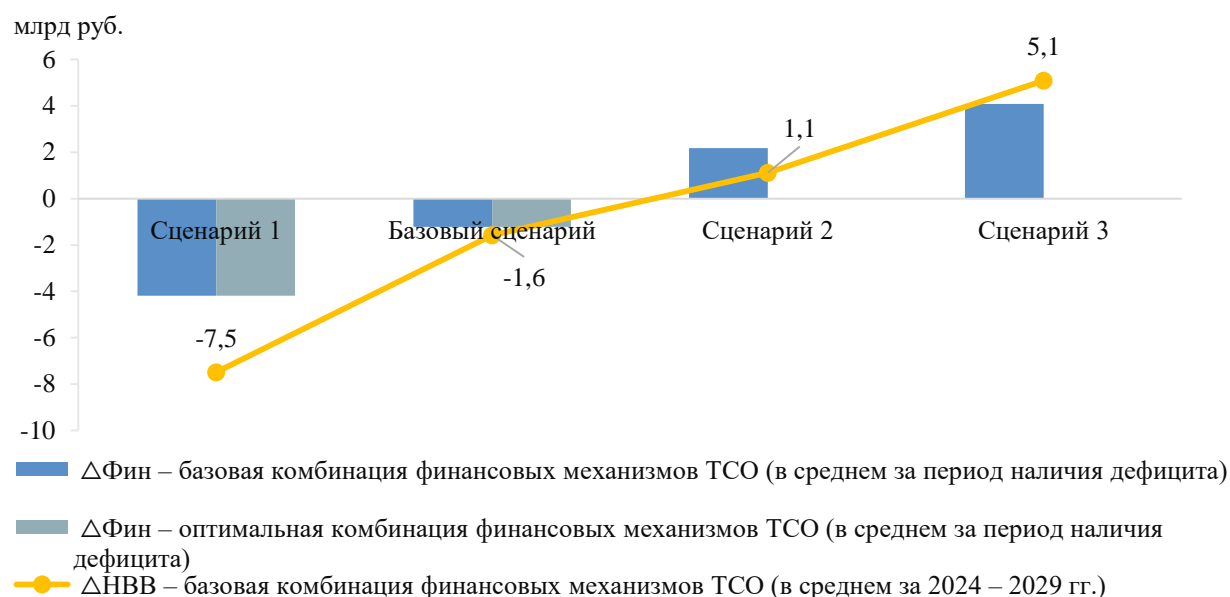


Рисунок 11 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	14 %	7 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	9 %	61 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	8 %

Как видно из рисунка 11, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях за счет изменения финансовых механизмов (таблица 47), включая наиболее пессимистичный сценарий – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Иркутской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Иркутской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Иркутской области оценивается в 2029 году в объеме 83506 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,79 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области к 2029 году увеличится и составит 12167 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,22 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Иркутской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6542–6863 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Иркутской области в 2023 году ожидаются в объеме 35,0 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 176,7 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Иркутской области в 2029 году составит 13354,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Иркутской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Иркутской области.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2755,977 км, трансформаторной мощности 5816,3 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. Правила 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 : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и 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». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

8. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

9. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий

электропередачи», введённого в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 30.11.2023).

10. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Иркутской области													
Братская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—									
		1	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		2	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		3	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		5	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		9	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		10	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		11	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		12	РО-662-ВМ-550		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		13	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		14	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		15	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		16	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		17	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		18	РО-115-В-558		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
Установленная мощность, всего		—	—			4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0
Иркутская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—									
		1	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	
		2	Пр 32-В-720		107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	
		3	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		4	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		5	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		6	ПЛ577-ВБ-720		82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	
		7	Пр 32-В-720		82,8	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	107,5	Перемаркировка 18.01.2023
		8	ПЛ577-ВБ-720 (Пр 32-В-720)		82,8	82,8	105,7	105,7	105,7	105,7	105,7	105,7	Модернизация в 2024 г.
Установленная мощность, всего		—	—			711,8	736,5	759,4	759,4	759,4	759,4	759,4	759,4
Усть-Илимская ГЭС	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			—									
		1	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		2	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		3	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		4	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		5	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		6	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		7	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		8	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		9	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		10	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		11	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		12	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
		13	РО-100/810-ВМ-550	—	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		14	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		15	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
		16	РО-100/810-ВМ-550		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
Установленная мощность, всего		—	—		3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	3840,0	
Мамаканская ГЭС	АО «Витимэнергосбыт»			—									
		1	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
		2	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
		3	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
		4	ПЛ-642-ВМ-300		21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5		
Установленная мощность, всего		—	—		86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	
Иркутская ТЭЦ-11	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-25-90/10		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0		
		2	ПТ-25-90/10		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0		
		3	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		4	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		5	Р-50-130-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		6	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		8	Т-100-130-1		79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3		
Установленная мощность, всего		—	—	—	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	320,3	
Иркутская ТЭЦ-9	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-100/110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
	8	Р-100-130/15	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		—	—	—	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	540,0	
Иркутская ТЭЦ-6	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-65-12,8/1,3		60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Перемаркировка 08.03.2023
		2	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	270,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	
Шелеховский уч-к Ново-Иркутской ТЭЦ (Иркутская ТЭЦ-5)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	АР-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	АР-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Иркутская ТЭЦ-16	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПР-6-35-10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего			—		—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Уч-к ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (Иркутская ТЭЦ-7)	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	АР-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Иркутская ТЭЦ-12	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Уголь									
		1	ПР-6-35/6/1.2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Ново-Иркутская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		4	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		5	Т-185/220-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
		6	Р-50-130-1		53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	708,0	
Иркутская ТЭЦ-10	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ВПТ-50-2 (ПТ-60-90/13)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		3	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		6	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	ПВК-150 (К-150-130)		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		8	ПВК-150 (К-150-130)	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	1110,0	
Усть-Илимская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	Т-185/220-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	515,0	
Ново-Зиминская ТЭЦ	ООО «Байкальская энергетическая компания»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-100/114-130/13		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
ТЭЦ Теплоснабжение (ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината)	ООО «Теплоснабжение»			Уголь, мазут									
		1	Р-12-35/5		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Р-12-35/5		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	ПР-16-90/10/0,9		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ-2 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	P-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ-3 Братского ЛПК Филиала АО «Группа «Илим» в Братске»	Филиал АО «Группа «Илим» в Братске»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	P-32-8,8/0,65		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		2	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	P-27-8,8/1,35		27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	
ТЭС Филиала АО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимск	АО «Группа «Илим»			Кора и древесные отходы, черный щелок									
		1	P-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5М		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
		3	ПР-6-35/15/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ТГ			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		—	—	—	44,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	79,4	
Центральная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»			Газ									
		1	ЭГЭС-12С - 12000 №1				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ЭГЭС-12С - 12000 №2				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ЭГЭС-12С - 12000 №3				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		4	ЭГЭС-12С - 12000 №4				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		5	ЭГЭС-12С - 12000 №5				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		6	ЭГЭС-12С - 12000 №6				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		—	—	—			72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
Западная ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»			Газ									
		1	ГТА УРАЛ - 6000 №1				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ГТА УРАЛ - 6000 №2				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ГТА УРАЛ - 6000 №3				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		4	ГТА УРАЛ - 6000 №4				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		6	САТУРН ГТА-6РМ №6				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		7	САТУРН ГТА-6РМ №7				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		9	МОТОР СИЧ №9				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		10	МОТОР СИЧ №10				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		11	ЭГЭС-12С №11				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		12	ЭГЭС-12С №12				12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		—	—	—			72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
Ичѐдинская ГТЭС	ООО «Иркутская нефтяная компания»	1	ПАЭС-2500 №1				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ПАЭС-2500 №2				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ПАЭС-2500 №3				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		4	ПАЭС-2500 №4				2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		5	САТУРН ГТА-6РМ №5				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		6	САТУРН ГТА-6РМ №6				6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		7	ГТЭА Taurus 60 №7				5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		8	ГТЭА Taurus 60 №8				5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		—	—	—			32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	32,7	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Иркутской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	–	–
2	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 295,063 км	ПАО «Россети»	500	км	–	295,1	–	–	–	–	–	295,1	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	28561,65	13170,67
3	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
4	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	715,89	501,80
5	Иркутской области, Республики Бурятия	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	ПАО «Россети»	500	км	–	480	–	–	–	–	–	480	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	38910,00	24060,83
6	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская-Усть-Кут № 2	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	2024	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
7	Иркутской области, Республики Бурятия	Иркутская область	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 461,122 км	ПАО «Россети»	500	км	461,1	–	–	–	–	–	–	461,1	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	48264,71	11692,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
8	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	АО «ИЭСК»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	625,46	403,52
9	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская и ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
10	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, провода ошиновки и разъединителей ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
11	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2024 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	709,87	593,35
12	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
13	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
14	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода 1СШ 110 кВ и 2СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
15	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой провода ошиновки СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
16	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1624,22	1486,98
17	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	44,94	44,94
18	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрты с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	2×29	–	–	–	–	–	–	58	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	36,00	32,66

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
19	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	200,43	200,43
20	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение ее в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	85,61	85,61
21	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	–	30	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	120,27	120,27
						Мвар	2×12	–	–	–	–	–	–	24	2024		71,20	0,00
22	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	АО «ИЭСК»	110	Мвар	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	96,62	96,62
						Мвар	2×15	–	–	–	–	–	–	30	2024		65,11	0,00
23	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,57	3,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
24	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,57	3,57
25	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,57	3,57
26	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка ориентировочной протяженностью 12,662 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	12,66	–	–	–	–	–	–	12,66	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,78	13,78
27	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, ШСВ-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,05	1,05
28	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тихоновка с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка, СП-110 и провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,05	1,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
29	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,56	0,56
30	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,92	5,92
31	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,15	2,40
32	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,57	6,57
33	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,57	3,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
34	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Усть-Орда устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,57	6,57
35	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	20,29	–	–	–	–	–	–	20,29	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	550,45	518,28
36	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15,21	–	–	–	–	–	–	15,21	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
37	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяженностью 16,786 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	16,79	–	–	–	–	–	–	16,79	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
38	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 23,88 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	23,88	–	–	–	–	–	–	23,88	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
39	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,34	0,34
40	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,34	0,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
41	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	50,75	50,75
42	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,34	0,34
43	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,62	5,62

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
44	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,34	0,34
45	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,62	5,62
46	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,69	0,69

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
47	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,62	5,62
48	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	0,34	0,34
49	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	5,62	5,62
50	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,40	4,80
51	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой оборудования ячеек ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон и ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	–	–

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
52	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	286,34	286,34
53	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	780,96	780,96
54	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	524,44	524,44
55	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	261,18	261,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
56	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	121,72	121,72
57	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	218,90	218,90
58	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформаторов Т-1 110/20/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	226,07	226,07

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
59	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	261,18	261,18
60	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	108,84	0,00
61	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2025	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	243,45	243,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
62	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	218,90	218,90
63	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	261,18	261,18
64	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мараканская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	АО «Витим-энерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	218,30	218,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
65	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформаторов Т-3 110/10/6 кВ и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	261,18	261,18
66	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×40	80	2027 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	275,82	275,82
67	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ользоны с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	57,89	57,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
68	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	308,49	308,49
69	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	2028 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	132,55	132,55
70	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	243,45	243,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
71	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	626,23	626,23
72	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	243,45	243,45
73	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2025	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	243,45	243,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
74	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2023	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	98,46	94,26
75	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом на напряжение 110 кВ	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	н/д	н/д
76	Иркутской области	Иркутская область	Строительство двух ВЛ 110 кВ Тулун – Нюра ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая, демонтаж отпаяк до ПС 110 кВ Нюра ВЛ 110 кВ Тулушка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра и ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	АО «ИЭСК»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина	41,75	37,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
77	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	АО «ИЭСК»	110	км	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	27,94	26,14
78	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	–	5,2	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	9,92	9,92
79	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	15	–	–	–	–	–	–	15	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	254,10	251,82
80	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками на участке от ПС 110 кВ Меget до ПС 220 кВ Ново-Ленино ориентировочной протяженностью 19 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	19	–	–	–	–	–	–	19	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	302,80	300,52
81	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	127,24	127,24
82	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Опорная – Турма ориентировочной протяженностью 1 км с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	км	1	–	–	–	–	–	–	1	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	1,83	1,83

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
83	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	–	15	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	102,87	102,87
84	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	АО «ИЭСК»	110	км	23	–	–	–	–	–	–	23	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	544,52	520,52
85	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	55,29	55,29
86	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	56,76	56,76
87	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	1,07	1,07
88	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	1,13	1,13
89	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	39,84	0,00
90	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с переключением обмоток ТТ с 600/5 А на 1200/5 А ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
91	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино с заменой выключателей, разъединителей, ТТ и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Корпорация «Иркут»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	32,11	32,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
92	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	1486,91	548,86
					110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40				
93	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	АО «ИЭСК»	220	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	132,34	127,48
94	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	2023	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова		
95	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с заменой оборудования ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НПС-17 (С-59) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	32,11	32,11
96	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 110 кВ Замзор – Нижнеудинск ориентировочной протяженностью 68 км	АО «ИЭСК»	110	км	68	–	–	–	–	–	–	68	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1323,83	1323,83
97	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Юрты устройства АОСН	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,39	3,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
98	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,39	3,39

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.