

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ
ТЫВА

КНИГА 1

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	22
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	22
2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая	22
2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.....	25
2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая	27
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.....	29
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	29
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	45
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	45
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	46
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	46
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	47
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности	48
2.4.1	Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия	48
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	57
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	57
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	62
3.3	Прогноз потребления мощности	63
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	65
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	68
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	68
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 Красноярского края	71
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	81
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	86
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	88
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	89
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	91
7.1	Основные подходы	91

7.2	Исходные допущения.....	92
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	95
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	96
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	100
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	103
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.....	107

Книга 2

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
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт

ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
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
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТГК	– территориальная генерирующая компания
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШРТ	– управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на 2026–2031 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Красноярский край»;
- книга 2 «Республика Тыва».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на каждый год перспективного периода (2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- 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 Красноярского края и Республики Тыва входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Красноярского края и Республики Тыва.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Красноярского края и Республики Тыва и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

- филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Красноярского края и Иркутской области;

- филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Красноярского края;

- филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Тыва, Республики Хакасия, а также юга Красноярского края;

- АО «Россети Сибирь Тываэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Тыва.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва связана с энергосистемами:

- Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

- Кемеровской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

- Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

- Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Монголии (ДЦ АК «Западная региональная энергетическая система Монголии»): ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Красноярского края, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Красноярского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Красноярск»	2026,0
АО «БоАЗ»	492,0
ОАО «РЖД» (Красноярская ЖД)	354,0
ООО «РН-Ванкор»	317,0
АО «РУСАЛ Ачинск»	298,0
ООО «Электросеть ЕС»	199,0
АО «Полюс Красноярск»	149,0
АО «ПО «ЭХЗ»	107,0
Более 50 МВт	
Электрокотельная «Левобережная»	86,0
ООО «БАМОВСКАЯ ТЭС-1» (электрокотельная ТПК)	82,0
ООО СК «Энергоальянс»	71,0
ООО «Лиард-Инвест»	68,0
АО «Транснефть-Западная Сибирь» в границах Красноярского края	66,0
Муниципальное унитарное предприятие электрических сетей	53,0
ООО «КраМЗ-ТЕЛЕКОМ»	52,0
Более 20 МВт	
Филиал «Красноярская Теплосеть» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	44,0
ООО «Соврудник»	44,0
Ангарский филиал АО «КрасЭКо»	43,0
АО «СУЭК-Красноярск»	42,0
МУП «ШТЭС»	42,0
ООО «Управление Н»	38,0
АО «АНПЗ ВНК»	35,0
ООО «Мега-А»	34,0
ФГУП «ГХК»	34,0
АО «Горевский ГОК»	33,0
ООО «Алтун К»	27,0
ООО «КрасКОМ»	24,0
АО «ХК «Сибцем»	23,0
Филиал «Красноярская ТЭЦ-3» АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (ПС № 145, БНС)	22,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, на

01.01.2025 составила 15969,6 МВт, в том числе: ГЭС – 9002,4 МВт, ТЭС – 6967,2 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 Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	16039,6	–	60,0	–	-10,0	15969,6
ГЭС	9002,4	–	–	–	–	9002,4
ТЭС	7037,2	–	60,0	–	-10,0	6967,2

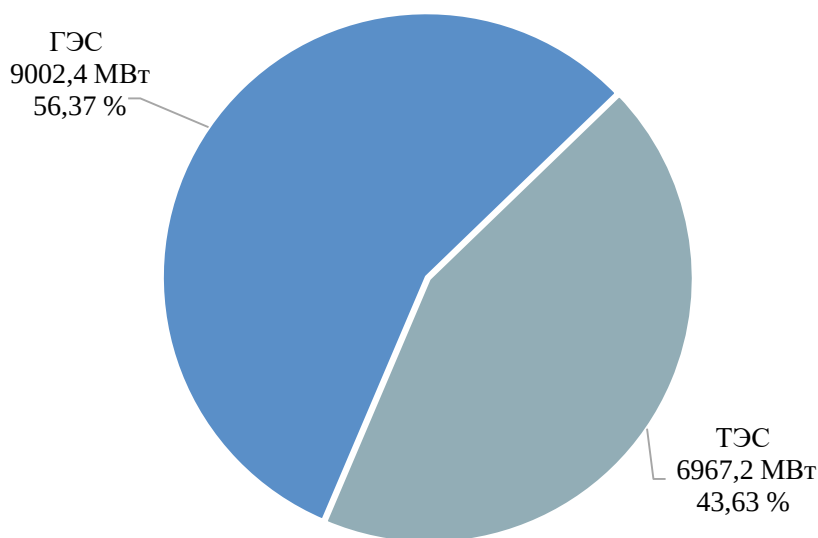


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году составило 70295,2 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 38646,4 млн кВт·ч, ТЭС – 31648,7 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	57788,4	59365,6	63541,3	65083,0	70295,2
ГЭС	39712,8	41926,7	34953,7	35823,7	38646,4
ТЭС	18075,7	17439,0	28587,6	29259,2	31648,7

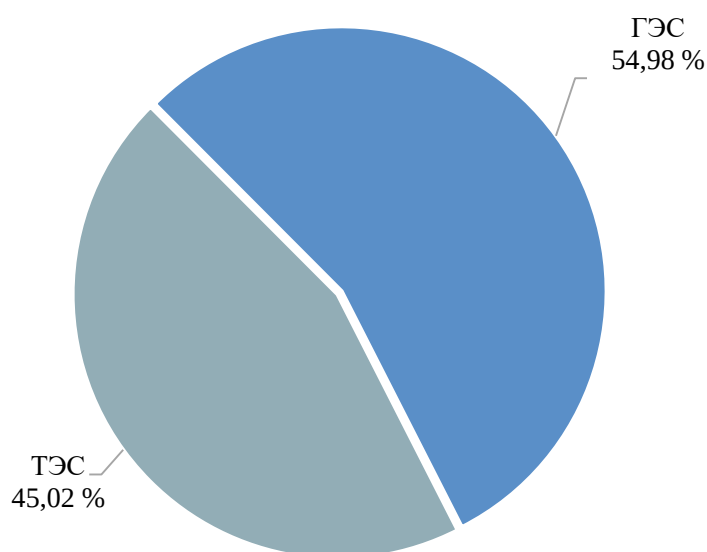


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	47491	48597	50128	51691	54775
Годовой темп прироста, %	-0,68	2,33	3,15	3,12	5,97
Максимум потребления мощности, МВт	6890	6821	6800	7508	7327
Годовой темп прироста, %	2,85	-1,00	-0,31	10,41	-2,41

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6893	7125	7372	6885	7476
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.12 14:00	26.01 08:00	11.12 13:00	13.12 14:00	20.02 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-37,7	-34,0	-19,1	-29,8	-27,3
<i>Красноярский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	46688	47789	49291	50779	53796
Годовой темп прироста, %	-0,68	2,36	3,14	3,02	5,94
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,3	98,3	98,3	98,2	98,2
Потребление мощности Красноярского края на час прохождения максимума энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, МВт	6747	6688	6647	7338	7157
Годовой темп прироста, %	2,93	-0,87	-0,61	10,40	-2,46
Доля потребления мощности Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	97,9	98,1	97,8	97,7	97,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6920	7145	7416	6920	7517

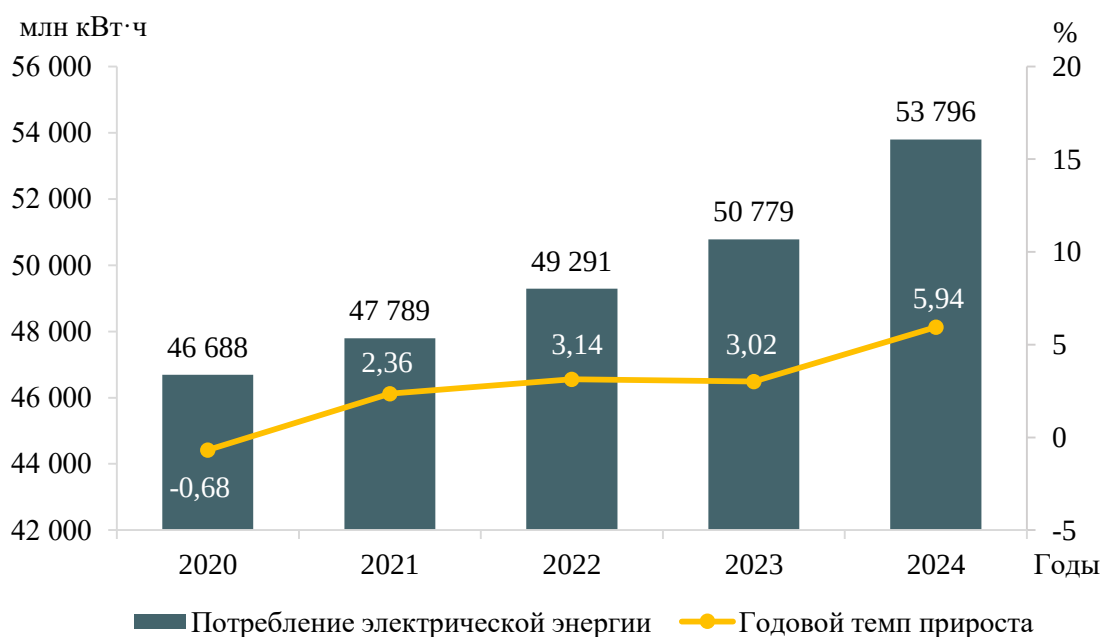


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

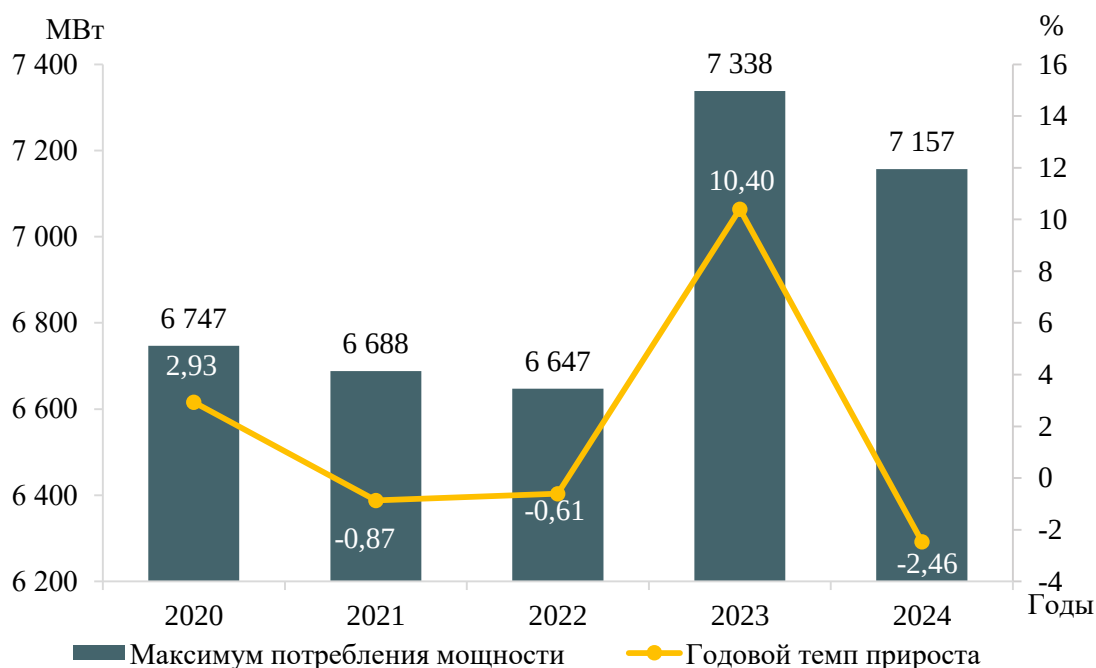


Рисунок 4 – Потребление мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличился на 628 МВт и составил 7327 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,81 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 10,41 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 2,41 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва был зафиксирован в 2023 году в размере 7508 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по территории Красноярского края увеличилось на 6786 млн кВт·ч и составило 53796 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,73 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,94 % в 2024 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

Доля Красноярского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно снизилась с 98,3 % в 2020 году до 98,2 % в 2024 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Красноярского края увеличилось на 602 МВт и составило 7157 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,77 %. Следует отметить, что дату и время прохождения годового максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва определяет потребность Красноярского края.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 10,40 % в 2023 году, как и по энергосистеме в целом, и обусловлен ростом потребления в области информации и связи. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 2,46 %.

Доля Красноярского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период незначительно снизилась: с 97,9 % до 97,7 % (или на 0,2 процентных пункта).

Исторический максимум потребления мощности Красноярского края был зафиксирован в 2023 году в размере 7338 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Красноярского края обуславливалась следующими факторами:

- вводом новых и увеличением потребления существующих центров обработки данных;
- ростом потребления в добыче полезных ископаемых;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы;
- ростом потребления населением и в сфере услуг.

1.6 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 Красноярского края приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Красноярского края приведен в таблице 6.

Таблица 5 – 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 Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская I цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская II цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-0 I цепь с отпайками до ПС 110 кВ П-4 протяженностью 0,0966 км	АО «КрасЭКо»	2020	0,0966 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,879 км	АО «Полус Красноярск»	2021	0,879 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,879 км	АО «Полус Красноярск»	2021	0,879 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Крупская тяговая – Курагино тяговая (Д-26) и ВЛ 220 кВ Курагино тяговая – Ирбинская (Д-27) с их объединением через участок протяженностью 1,176 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Крупская тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,176 км
7	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ирбинская – Кошурниково тяговая (Д-28) и ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Щетинкино тяговая (Д-29) с их объединением через участок протяженностью 0,772 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	0,772 км
8	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №1 с переустройством трассы линии протяженностью 0,533 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	0,533 км
9	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Крол тяговая протяженностью 65,3 км	ПАО «Россети»	2021	65,3 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая протяженностью 71,085 км	ПАО «Россети»	2021	71,085 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Крол тяговая протяженностью 90,9 км	ПАО «Россети»	2021	90,9 км
12	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Щетинкино тяговая – Крол тяговая (Д-30) и ВЛ 220 кВ Крол тяговая – Мана тяговая (Д-31) с их объединением через участок протяженностью 1,943 км и образованием ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,943 км
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная – Курагино тяговая протяженностью 77,416 км	ПАО «Россети»	2021	77,416 км
14	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Кравченко тяговая с заменой опор и провода протяженностью 46,871 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	46,871 км
15	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Кравченко тяговая (Д-32) и ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Саянская тяговая (Д-33) с их объединением через участок протяженностью 1,16 км и образованием ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Мана тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,16 км
16	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №2 протяженностью 80,787 км	ПАО «Россети»	2021	80,787 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская I цепь с отпайками (С-13) с заменой провода протяженностью 10,06 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	10,06 км
18	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская II цепь с отпайками (С-14) с заменой провода протяженностью 9,14 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	9,14 км
19	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,185 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками	АО «Полюс Красноярск»	2022	0,185 км
20	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,19 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками	АО «Полюс Красноярск»	2022	0,19 км
21	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат №1 протяженностью 35 км	ФГУП «НО РАО»	2023	35 км
22	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат №2 протяженностью 35 км	ФГУП «НО РАО»	2023	35 км
23	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Ванкор №1 протяженностью 10,43 км	ООО «РН –Ванкор»	2023	10,43 км
24	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Ванкор №2 протяженностью 10,43 км	ООО «РН –Ванкор»	2023	10,43 км
25	220 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Ванкор – Сузун I цепь протяженностью 91,237 км	ООО «РН –Ванкор»	2024	91,237 км
26	220 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Ванкор – Сузун II цепь протяженностью 91,237 км	ООО «РН –Ванкор»	2024	91,237 км
27	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан протяженностью 0,152 км с образованием ВЛ 220 кВ Амикан – Тайга протяженностью 80,635 км и ВЛ 220 кВ Раздолинская – Амикан протяженностью 148,032 км	ПАО «Россети»	2024	0,152 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
28	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП-220 I цепь (Связь 1АТ) со строительством кабельного участка протяженностью 0,185 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП I цепь	ПАО «Россети»	2024	0,185 км
29	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП-220 II цепь (Связь 2АТ) со строительством кабельного участка протяженностью 0,185 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП II цепь	ПАО «Россети»	2024	0,185 км
30	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП-220 III цепь (Связь 3АТ) со строительством кабельного участка протяженностью 0,185 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Красноярская – ЦРП III цепь	ПАО «Россети»	2024	0,185 км
31	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП I цепь со строительством кабельного участка протяженностью 0,555 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП I цепь	ПАО «Россети»	2024	0,555 км
32	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП II цепь со строительством кабельного участка протяженностью 0,555 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП II цепь	ПАО «Россети»	2024	0,555 км
33	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 I цепь с отпайкой на ПС Зелёная (Д-5) со строительством кабельного участка протяженностью 0,022 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП I цепь с отпайкой на ПС Зелёная	ПАО «Россети»	2024	0,022 км
34	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 II цепь с отпайкой на ПС Зелёная (Д-6) со строительством кабельного участка протяженностью 0,54 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП II цепь с отпайкой на ПС Зелёная	ПАО «Россети»	2024	0,54 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
35	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦРП-220 – КрАЗ VIII цепь (Связь 8 сек) со строительством кабельного участка протяженностью 0,317 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ ЦРП – ГПП-1,2 I цепь	ПАО «Россети»	2024	0,317 км
36	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦРП-220 – КрАЗ VI цепь (Связь 6 сек) со строительством кабельного участка протяженностью 0,31 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ ЦРП – ГПП-1,2 II цепь	ПАО «Россети»	2024	0,31 км
37	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦРП-220 – КрАЗ VII цепь (Связь 7 сек) со строительством кабельного участка протяженностью 0,355 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ ЦРП – ГПП-3,4 I цепь	ПАО «Россети»	2024	0,355 км
38	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦРП-220 – КрАЗ V цепь (Связь 5 сек) со строительством кабельного участка протяженностью 0,345 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ ЦРП – ГПП-3,4 II цепь	ПАО «Россети»	2024	0,345 км
39	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ЦРП со строительством кабельного участка протяженностью 0,325 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ Енисей – ЦРП	ПАО «Россети»	2024	0,325 км
40	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ КИСК – ЦРП-220 (Д-15) со строительством кабельного участка протяженностью 0,267 км для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ ЦРП с образованием КВЛ 220 кВ ЦРП – КИСК	ПАО «Россети»	2024	0,267 км
41	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 1 протяженностью 172,341 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2024	172,341 км
42	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 2 протяженностью 172,468 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2024	172,468 км
43	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь до ПС 110 кВ Гурахта протяженностью 0,345 км	АО «Полюс Красноярск»	2024	0,345 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
44	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь до ПС 110 кВ Гурахта протяженностью 0,345 км	АО «Полус Красноярск»	2024	0,345 км

Таблица 6 – 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	Строительство ПС 110 кВ Высокое с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нойбинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×16 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора Т-8 110/10 кВ Красноярской ТЭЦ-1 мощностью 70 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	ООО «СГК»	2020	80 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора Т-4 220/15,75 кВ Красноярской ГЭС мощностью 630 МВА на трансформатор мощностью 630 МВА	АО «Красноярская ГЭС»	2021	630 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Видная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Полус Красноярск»	2021	2×25 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2021	25 МВА
8	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шушенская-опорная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	63 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Кемчуг тяговая с заменой двух трансформаторов 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ключи тяговая с заменой трансформатора Т-2 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кошурниково тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Курагино тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
13	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мана тяговая с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Камала-2 тяговая с заменой трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 244 с заменой трансформатора Т-31 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ПО ЭХЗ»	2022	25 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 22 с заменой трансформаторов Т-32 и Т-34 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ПО ЭХЗ»	2022	2×25 МВА
17	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кантат с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ФГУП «НО РАО»	2023	2×40 МВА
18	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
19	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой УШРТ 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	2023	1×25 Мвар
21	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2023	4×29 Мвар
22	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Абалаковская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2023	2×26 Мвар
23	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой СТК мощностью -100/+121 Мвар	ПАО «Россети»	2024	-100/+121 Мвар
24	220 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сузун с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	2024	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
25	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО Горнорудная компания «Амикан»	2024	2×40 МВА
26	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Гурахта с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полюс Красноярск»	2024	2×63 МВА
27	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора 2Т 110/35 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2024	25 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

На территории Красноярского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

[illegible]

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ²⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, переток активной мощности в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая» превышает МДП на величину до 78 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 78 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)

Примечания

1 ¹⁾ Мероприятия выполняются на территории Кемеровской области – Кузбасса.

2 ²⁾ 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.

3 ³⁾ Мероприятия реализованы в объеме установки шкафов АОПО. Требуется реализация мероприятий в части организации каналов ПА.

2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	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 2АТ-А, (2АТ-Б) Назаровской ГРЭС и 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Ачинский НПЗ, токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Ачинский НПЗ превышает ДДТН на величину до 36 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Отсутствуют	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели

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.

2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	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 Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5), 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 52 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар
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 Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Буйная – Камала-2 тяговая с отпайкой на ПС Заозёрновская (С-806), 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 68 МВт	Создание на ПС 110 кВ Камарчага тяговая устройства АОСН	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Камарчага тяговая устройства 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.

2.2 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 и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С			
		Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва (в границах Красноярского края)	Ванкорский энергорайон (Красноярский край)	Энергорайон «Северный без Богучанской ГЭС и ПС 220 кВ Кодинская» (Красноярский край)	Энергорайон «Правобережный» (Красноярский край)
2020	16.12.2020	-16,8	-21,0	-27,9	-16,8
	17.06.2020	14,3	7,0	12,7	14,3
2021	15.12.2021	-22,9	-25,0	-24,9	-20,9
	16.06.2021	15,4	17,0	16,2	15,9
2022	21.12.2022	-3,4	-34,6	-15,1	-1,4
	15.06.2022	20,7	20,5	15,5	21,1
2023	20.12.2023	-21,6	-16,1	-23,2	-20,4
	21.06.2023	18,7	8,0	14,0	18,9
2024	18.12.2024	-19,8	-10,0	-13,8	-19,9
	19.06.2024	12,3	4,0	7,0	12,7

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 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Большая Мурта	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	11,03	7,13	9,17	9,60	8,01	7,07	5,26	5,75	4,97	5,55	0
			T-2	115/38,5/11	16	6,11	8,82	7,38	8,83	9,74	3,70	5,72	4,78	7,41	7,67	
2	ПС 110 кВ Геологическая	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	10,69	10,73	11,77	12,66	11,20	13,17	12,30	13,36	13,77	12,73	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	3,01	1,68	2,77	1,77	2,66	2,61	3,55	2,22	3,97	2,28	
3	ПС 110 кВ Городокская	110/10	T-1	115/11	6,3	1,22	1,97	1,88	2,49	2,53	1,08	0,92	1,08	1,44	1,36	0
			T-2	115/11	2,5	0,98	1,09	1,18	1,36	1,17	0,49	0,57	0,55	0,52	0,59	
4	ПС 110 кВ Ермаковская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	6,60	6,33	6,50	6,43	6,70	3,64	3,90	3,47	3,24	3,23	0
			T-2	110/38,5/44	10	4,40	4,06	4,43	5,22	4,90	2,40	3,00	3,22	2,91	2,34	
5	ПС 110 кВ Краснотуранская	110/10	T-1	115/11	6,3	3,18	3,21	3,35	4,29	3,58	2,59	1,77	1,79	1,67	1,59	0
			T-2	115/11	6,3	1,93	2,41	2,00	2,33	2,64	0	1,38	1,64	1,57	1,64	
6	ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ	110/10	T-1	115/11	10	4,20	3,88	4,24	4,42	3,92	2,90	2,19	2,30	2,71	2,70	0
			T-2	115/11	16	6,00	5,15	4,67	7,31	5,78	4,65	4,47	6,23	3,98	4,08	
7	ПС 110 кВ Минусинская городская	110/10	T-1	115/11	16	6,85	9,66	6,50	7,40	7,02	5,48	1,45	1,41	8,11	4,43	0
			T-2	115/11	16	9,25	6,45	9,24	9,96	9,60	2,78	8,36	4,79	0	5,12	
8	ПС 110 кВ Солонцы	110/10	T-1	115/11	16	1,32	3,64	5,16	8,51	3,41	1,45	1,12	0,94	2,39	4,97	0
			T-2	115/11	16	12,14	12,55	11,89	17,62	9,96	4,55	5,50	6,82	6,79	7,19	
			T-3 (ММПС)	115/11	25	–	–	–	–	9,40	–	–	–	–	–	
9	ПС 110 кВ Тагарская	110/10	T-1	115/11	16	8,16	9,92	6,91	11,60	11,56	7,30	6,31	6,58	6,40	4,81	4,00
			T-2	115/11	16	5,77	7,39	7,15	8,12	8,60	4,96	6,08	6,00	5,49	2,08	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Большая Мурта	T-1	ТДТН-16000/110	1989	80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1989	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Геологическая	T-1	ТДТН-16000/110	1989	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1973	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Городокская	T-1	ТМ-6300/110	1999 ¹⁾	73	1,25/1,20	1,25/1,20	1,25/1,15	1,25/1,08	1,20/1,00	1,15/0,91	1,08/0,82
		T-2	ТМН-2500/110	1987	86	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 110 кВ Ермаковская	T-1	ТДТН-25000/110	1992	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Краснотуранская	T-1	ТМН-6300/110	1993	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110	1990	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ	T-1	ТДН-10000/110	1972	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1974	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Минусинская городская	T-1	ТДН-16000/110	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1994	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Солонцы	T-1	ТДН-16000/110	1979	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1979	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3 (ММПС)	OTN-25000/115/10,5(6,3)	2012	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Тагарская	T-1	ТДН-16000/110	1991	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Примечание – ¹⁾ Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) трансформатора Т-1 на период до 2028 года включительно принимается для режима с возможным повышенным износом изоляции, а начиная с 2029 года (по достижении трансформатором 30-летнего срока эксплуатации) – для нормального режима нагрузки.

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Большая Мурта	2023 / зима	18,43	ПС 110 кВ Большая Мурта	АО «Свинокомплекс «Красноярский»	11.02.2022	20.2400.2674.21	2026	4,70	0	10	2,35	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27
				ПС 110 кВ Большая Мурта	ООО «Институт оценки и аудита»	19.07.2024	20.2400.7254.24	2026	0,70	0	10	0,14						
				ПС 110 кВ Большая Мурта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,68	0	–	0,07						
2	ПС 110 кВ Геологическая	2023 / лето	17,75	–	–			–	–	–	–	–	17,75	17,75	17,75	17,75	17,75	17,75
3	ПС 110 кВ Городокская	2023 / зима	3,85	ПС 110 кВ Городокская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,37	0	–	0,04	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89
4	ПС 110 кВ Ермаковская	2023 / зима	11,65	ПС 110 кВ Ермаковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,89	0	–	0,09	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
5	ПС 110 кВ Краснотуранская	2023 / зима	6,62	ПС 110 кВ Краснотуранская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,52	0	–	0,05	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
6	ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ	2023 / зима	11,74	ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,30	0	–	0,03	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
7	ПС 110 кВ Минусинская городская	2023 / зима	17,36	ПС 110 кВ Минусинская городская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,55	0	–	0,16	17,53	17,53	17,53	17,53	17,53	17,53
8	ПС 110 кВ Солонцы	2023 / зима	26,13	ПС 110 кВ Солонцы	ООО СЗ «СолонцыЖилСтрой»	21.09.2023	20.2400.8585.23	2026	1,00	0	10	0,40	28,63	28,63	28,63	28,63	28,63	28,63
				ПС 110 кВ Солонцы	ООО «МД»	17.07.2012	20.24.4510.12	2026	0,74	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Солонцы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	16,99	0	–	1,70						
9	ПС 110 кВ Тагарская	2024 / зима	20,16	ПС 110 кВ Тагарская	КГБУЗ «Минусинская межрайонная больница»	13.04.2022	586-30/22-ТП	2026	0,90	0	0,4	0,18	20,86	20,86	20,86	20,86	20,86	20,86
				ПС 110 кВ Тагарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,54	0	–	0,45						

ПС 110 кВ Большая Мурта.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 18,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 95,97 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} - 23,2^{\circ}\text{C}$ 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 6,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,84 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП (АО «Свинокомплекс «Красноярский» договор ТП от 11.02.2022 № 20.2400.2674.21 заявленной мощностью 4,700 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Большая Мурта с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,43 + 2,84 + 0 - 0 = 21,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Большая Мурта, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 10,77 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП АО «Свинокомплекс «Красноярский» договор ТП от 11.02.2022 № 20.2400.2674.21 заявленной мощностью 4,700 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,43 + 0,23 + 0 - 0 = 18,66 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Большая Мурта, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 97,17 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Большая Мурта с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

Для подключения потребителя АО «Свинокомплекс «Красноярский» согласно договору ТП 11.02.2022 № 20.2400.2674.21, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Большая Мурта с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Геологическая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2023 года и составила 17,75 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 69,34 % (5,84 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 14,0^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,048.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Геологическая отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,75 + 0 + 0 - 0 = 17,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Геологическая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 5,84 % (69,34 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Геологическая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Геологическая расчетный объем ГАО составит 7,27 МВА (0,98 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 17,75 МВА. 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 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Городокская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,85 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 46,67 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 48,89 % от $S_{\text{дн}}$.

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

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -21,6 °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (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 0,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,85 + 0,04 + 0 - 0 = 3,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Городокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 48,23 % (без ТП превышение до 46,67 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Городокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 51,47 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Городокская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Городокская расчетный объем ГАО составит 1,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 3,89 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 трансформатора Т-2 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ермаковская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,65 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 97,08 % (38,83 %) от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,6^{\circ}\text{C}$ 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 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,65 + 0,10 + 0 - 0 = 11,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ермаковская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 39,16 % (97,91 %) от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Ермаковская с заменой существующего силового трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 МВА).

ПС 110 кВ Краснотуранская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 6,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 87,57 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -21,6^{\circ}\text{C}$ 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 0,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,62 + 0,06 + 0 - 0 = 6,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Краснотуранская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 88,33 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Краснотуранская с заменой существующих силовых трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×10 МВА).

ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,74 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 61,13 % (97,81 %) от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -23,2^{\circ}\text{C}$ 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 0,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,74 + 0,03 + 0 - 0 = 11,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Лесосибирский КЭЗ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 98,09 % (61,31 %) от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Лесосибирский КЭЗ с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×16 МВА).

ПС 110 кВ Минусинская городская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 90,43 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,6^{\circ}\text{C}$ 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 1,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,36 + 0,17 + 0 - 0 = 17,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Минусинская городская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 91,32 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Минусинская городская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

ПС 110 кВ Солонцы.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 26,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, без учета ММПС, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 36,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -21,6^{\circ}\text{C}$ 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 18,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,50 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП ООО СЗ «СолонцыЖилСтрой» (договор ТП от 21.09.2023 № 20.2400.8585.23 заявленной мощностью 1,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,13 + 2,50 + 0 - 0 = 28,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Солонцы, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 49,10 % (без ТП превышение до 36,09 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солонцы ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солонцы расчетный объем ГАО составит 9,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Тагарская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 5,00 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -19,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 16,16 МВА (84,17 % от $S_{\text{длн}}$).

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

суммарной максимальной мощностью 5,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,70 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,16 + 0,70 + 0 - 4,00 = 16,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,00 МВА не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Тагарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 87,83 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Тагарская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

2.2.1.2 ОАО «РЖД»

В таблице 14 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 110 кВ Бугач тяговая, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	110/27,5/10	T-1	115/27,5/10	40	4,42	6,59	6,45	10,20	13,50	4,55	6,82	3,05	7,90	4,28	0
			T-2	115/27,5/10	40	24,14	32,47	22,16	21,07	20,50	36,37	19,83	16,54	14,00	25,17	
	ш. 10 кВ ПС 110 кВ Бугач тяговая	–	T-1	–	40	6,79	6,69	6,45	6,30	7,1	4,95	3,98	5,16	3,90	4,22	0
			T-2	–	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	T-1	SFSZ-QY-40000/110	2008	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	2020 / лето	40,92	ПС 110 кВ Бугач тяговая	АО «Фирма «Кульбытстрой»	22.02.2021	014/21-тп	2026	4,33	0	0,4	1,73	42,84	42,84	42,84	42,84	42,84	42,84

ПС 110 кВ Бугач тяговая.

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 40,92 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 97,85 % (83,28 %) от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} +14,3^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,229 (1,046).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) в летний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,92 + 1,92 + 0 - 0 = 42,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бугач тяговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 2,45 % (без ТП превышение отсутствует).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Бугач тяговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 87,20 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Бугач тяговая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Бугач тяговая расчетный объем ГАО составит 1,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР требуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 42,85 МВА. Максимальная номинальная мощность трехобмоточных трехфазных трансформаторов с обмоткой 27,5 кВ составляет 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

2.2.1.3 МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска

Рассмотрены предложения МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	110/10	T-1	115/11	16	6,61	7,81	7,01	7,85	7,01	5,40	11,41	7,22	5,41	4,82	3,00
			T-2	115/11	16	6,64	6,93	6,21	7,85	7,53	5,72	0,00	4,21	5,11	5,41	

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	T-1	ТДН-16000/110	1985	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1985	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	2023 / зима	15,70	ПС 110 кВ №132 «Автоград»	ООО «ДомоСтрой»	23.01.2012	20-ТП	2026	4,88	0	10	1,95	18,51	18,51	18,51	18,51	18,51	18,51
				ПС 110 кВ №132 «Автоград»	НОТ «Дружба»	09.06.2022	62/1	2026	0,98	0	0,4	0,39						
				ПС 110 кВ №132 «Автоград»	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,79	0	–	0,18						

ПС 110 кВ №132 «Автоград».

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 15,70 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 81,77 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -20,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,00 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,66 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,81 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,70 + 2,81 + 0 - 3,00 = 15,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,00 МВА не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ №132 «Автоград», оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 80,77 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного МУП «Жилкомсервис» г. Сосновоборска (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ №132 «Автоград» с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

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

Предложения от сетевых организаций на территории Красноярского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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 Красноярского края, отсутствуют.

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

Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Красноярского края.

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»

№ п/п	Наименование мероприятия	Ответственная организация
3	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности. Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»

Иные технические решения.

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	238,78 км	2025	ПАО «Россети»

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.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

2.4.1 Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включают в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качугский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

- территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский, Эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

- территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикойский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловянинский, Петровск-Забайкальский, Сретенский, Улётовский, Хилокский, Чернышевский, Читинский, Шелопугинский и Шилкинский муниципальные районы, Акшинский, Александрово-Заводский, Газимуро-Заводский, Калганский, Могочинский, Нерчинско-Заводский, Ононский и Приаргунский муниципальные округа, г. Краснокаменск, г. Чита, п. Агинское, г. Петровск-Забайкальский, закрытое административно-территориальное образование п. Горный.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – энергорайон юго-восточная часть (далее – ЮВЧ) объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за контролируемым сечением (далее – КС) «Братск – Иркутск», включающим в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2, а также с учетом пропускной способности ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 22. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Баланс мощности сформирован для двух сценариев учета нагрузки крупных центров обработки данных, расположенных в энергорайоне ЮВЧ ОЭС Сибири, связанных с майнингом цифровых валют и подключенных к электрической сети или имеющих договоры на технологическое присоединение. После введения в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» ограничений на осуществление указанных видов деятельности, использование соответствующих объемов мощности будет возможно путем перераспределения в пользу иных потребителей, что может потребовать дополнительных решений по строительству объектов генерации.

Таблица 22 – Баланс мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	8745	9261	9669	10026	10207	10250
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	572	572	572	572	572	572
Стратегический резерв мощности в размере 5 % ⁵⁾	438	463	484	502	511	513
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	9528	10069	10498	10873	11063	11108
Максимум потребления мощности с учетом реализации запрета майнинга цифровых валют на территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири (далее – с запретом майнинга) ¹⁾	8173	8689	9097	9454	9635	9678
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	409	434	455	473	482	484
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	8927	9468	9897	10272	10462	10507
Располагаемая мощность электростанций	6293	6293	6293	7598 ²⁾	7598	7598
Аварийность статистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической ^{2), 3)}	5272	5272	5272	6577	6577	6577

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-1995	-2536	-2965	-2035	-2225	-2270
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2400	-2941	-3370	-2440	-2630	-2675
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1394	-1935	-2364	-1434	-1624	-1669
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1799	-2340	-2769	-1839	-2029	-2074
Отложенный спрос на мощность ⁴⁾	93,7	137,0	140,4	165,3	0,0	0,0

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 ²⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

3 ³⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

4 ⁴⁾ Под отложенным спросом на мощность понимается учтенная в прогнозе потребления мощности перспективных потребителей, осуществление набора нагрузки которыми возможно только при условии реализации всех мероприятий, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрической сети, в том числе сроки реализации которых наступают после заявленного срока технологического присоединения.

5 ⁵⁾ В соответствии с решениями Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р (далее – Генеральная схема)

предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 1669 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 2074 МВт (объем дефицита мощности актуализирован относительно величины, утвержденной протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.07.2025 № АН-П51-58пр, с учетом прироста потребления до 2031 года и верифицированных планов по технологическому присоединению) в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

- в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация), установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

- строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень предложений и мероприятий, направленных на исключение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в период до реализации мероприятий по строительству электрических сетей и генерирующих объектов (далее – краткосрочные мероприятия):

- переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Братск – Иркутск» в нормальной схеме;

- разработка планов повышения надежности (далее – ППН) генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в отопительный период (далее – ОЗП);

- мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

- перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

- перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть

энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Краткосрочным мероприятием может являться введение внутрисуточного ограничения потребления электрической мощности промышленными потребителями в период зимних максимальных нагрузок.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 23. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 23 – Баланс мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	2970	3266	3485	3729	3864	3874
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договора на технологическое присоединение центры обработки данных	85	85	85	85	85	85
Стратегический резерв мощности в размере 5 % ³⁾	148	163	174	186	193	193
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	3463	3774	4004	4260	4402	4412
Максимум потребления мощности с запретом майнинга ¹⁾	2885	3181	3400	3644	3779	3789
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	144	159	170	182	189	189
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	3374	3685	3915	4171	4313	4323
Располагаемая мощность электростанций	2906	2906	2906	3521	3521	3521
Аварийность статистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической ²⁾	2056	2056	2056	2671	2671	2671
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-693	-1004	-1234	-875	-1017	-1027
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1048	-1359	-1589	-1230	-1372	-1382

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-604	-915	-1145	-786	-928	-938
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-959	-1270	-1500	-1141	-1283	-1293
Отложенный спрос на мощность	92,6	132,7	132,8	157,7	0,0	0,0

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 ²⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

3 ³⁾ В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по строительству Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит 938 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 1293 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполусной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 24. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 24 – Баланс мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1595	1829	2005	2096	2101	2107
Стратегический резерв мощности в размере 5 % ²⁾	80	91	100	105	105	105
Потребность в мощности	1675	1920	2105	2201	2206	2212
Располагаемая мощность электростанций	1481	1481	1481	1941	1941	1941
Аварийность статистическая	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической ¹⁾	1096	1096	1096	1556	1556	1556
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-173	-418	-603	-239	-244	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-305	-550	-735	-371	-376	-382
Отложенный спрос на мощность	71,2	111,2	111,2	132,0	0,0	0,0

Примечания

1 ¹⁾ С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 ²⁾ В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрены решения по сооружению Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых

решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 250 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 382 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

- в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 16.07.2025 № АН-П51-79пр;

- строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

- разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

- мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

- перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

- перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Предусмотренные к реализации мероприятия обеспечивают текущие планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период и возможность опережающего развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону, с учетом действующего временного запрета на майнинг цифровой валюты на территории ЮВЧ ОЭС Сибири.

Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 25 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Красноярского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 25 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Красноярского края

№ 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	Вторая очередь алюминиевого завода	АО «Богучанский алюминиевый завод»	600,0	600,0	220	2025	ПС 500 кВ Ангара
2	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	492,0	119,0	220	2027	ПС 220 кВ Курагино тяговая ПС 220 кВ Кизир тяговая (новая) ПС 220 кВ Кошурниково тяговая ПС 220 кВ Щетинкино тяговая ПС 220 кВ Кравченко тяговая ПС 220 кВ Мана тяговая ПС 220 кВ Крол тяговая ПС 220 кВ Саянская тяговая
					110		ПС 110 кВ Каштан тяговая ПС 110 кВ Критово тяговая ПС 110 кВ Ачинск тяговая ПС 110 кВ Чернореченская тяговая ПС 110 кВ Кемчуг тяговая ПС 110 кВ Шарбыш тяговая ПС 110 кВ Филимоново тяговая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Камала-2 тяговая ПС 110 кВ Уяр тяговая ПС 110 кВ Камарчага тяговая ПС 110 кВ Зыково тяговая ПС 110 кВ Красноярск- Восточный тяговая ПС 110 кВ Бугач тяговая ПС 110 кВ Кача тяговая ПС 110 кВ Иланская тяговая ПС 110 кВ Ключи тяговая ПС 110 кВ Крупская тяговая ПС 110 кВ Ирбейская тяговая ПС 110 кВ Агул тяговая (новая) ПС 110 кВ Абакумовка тяговая ПС 110 кВ Илиган тяговая (новая) ПС 110 кВ Сорокино тяговая (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
3	АО «АНПЗ ВНК» (производство нефтепродуктов)	АО «АНПЗ ВНК»	35,5	85,5	220	2025	Назаровская ГРЭС
4	Добыча руд и песков драгоценных металлов	ООО «Соврудник»	48,0	57,0	110	2025 2026 2029	ПС 220 кВ Тайга
5	ООО «Тайга Богучаны» (ПС 110 кВ БТК)	ООО «Тайга Богучаны»	0,0	52,6	110	2025	ПС 220 кВ Приангарская
Более 10 МВт							
6	Тепличный комплекс	ООО ТК «Солнечный»	0,0	49,9	110	2025	ПС 220 кВ КИСК
7	Завод по переработке зерна	АО «Сибagro Биотех»	0,0	49,0	110	2025	ПС 220 кВ Шарыповская
8	Национальный оператор по обращению с радиоактивными отходами	ФГУП «НО РАО»	1,0	39,0	220	2025	ПС 220 кВ Узловая
9	Метрополитен	ГПКК «ЦТЛ»	0,0	36,8	10	2025	ПС 110 кВ Радиотехническая ПС 110 кВ Телевизорная ПС 110 кВ Северная ПС 110 кВ Советская ПС 110 кВ Молодежная ПС 110 кВ Весна
10	Центр обработки данных	ООО «ЭС КТМ»	0,0	35,0	10	2025	ПС 220 кВ ГПП-1

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
11	Торговый комплекс	Городов Павел Алексеевич (бывш. ООО «ТК Проперти»)	0,0	25,0	10	2025	ПС 110 кВ имени Сморгунова
12	Производство по добыче руд	ООО «Красноярское ГРП»	0,0	18,0	220	2025	ПС 220 кВ Тайга ПС 220 кВ Раздолинская
13	Центр обработки данных	ООО «Центр обработки данных – Сибирь»	16,4	16,4	6	2025	ПС 110 кВ Тесинская
14	Жилые комплексы	ООО СЗ «Красноярск девелопмент АН»	0,0	16,0	10	2025 с позапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Новалэнд
15	Многопрофильная детская больница	КГКУ «УКС»	0,0	15,2	10	2025 2027	ПС 110 кВ Слобода Весны
16	Центр обработки данных	ООО «Красный Яр»	0,0	15,0	6	2025	ПС 110 кВ ГПП-2 СЭС
17	Расширение производства огнеупорных изделий (ПС 110 кВ Периклазовый завод)	ООО «Группа «Магнезит»	5,6	14,4	110	2025	ПС 220 кВ Раздолинская
18	Производство фармацевтической продукции	ПАО «Красфарма»	13,0	13,9	6	2025	ПС 110 кВ Медпрепараты
19	Жилые комплексы	СЗ «Проект Живем»	0,0	12,0	10	2025	ПС 110 кВ Новалэнд
20	ООО «Сибпромреше- ния» (для электроснабжения объектов заявителя)	ООО «Сибпромре- шения»	39,9	10,0	110	2025	ПС 220 кВ Узловая

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на период 2026–2031 годов представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	54969	58547	61086	63510	65607	67208	68975
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3578	2539	2424	2097	1601	1767
Годовой темп прироста, %	–	6,51	4,34	3,97	3,30	2,44	2,63
<i>Красноярский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	53923	57328	59538	61501	63267	64858	66615
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3405	2210	1963	1766	1591	1757
Годовой темп прироста, %	–	6,31	3,86	3,30	2,87	2,51	2,71
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,1	97,9	97,5	96,8	96,4	96,5	96,6

Потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется на уровне 68975 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,35 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется в 2026 году и составит 3578 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 6,51 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 1601 млн кВт·ч или 2,44 %.

Потребление электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется на уровне 66615 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,10 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется в 2026 году и составит 3405 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 6,31 %. Наименьший

годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 1591 млн кВт·ч или 2,51 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Красноярского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 25.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

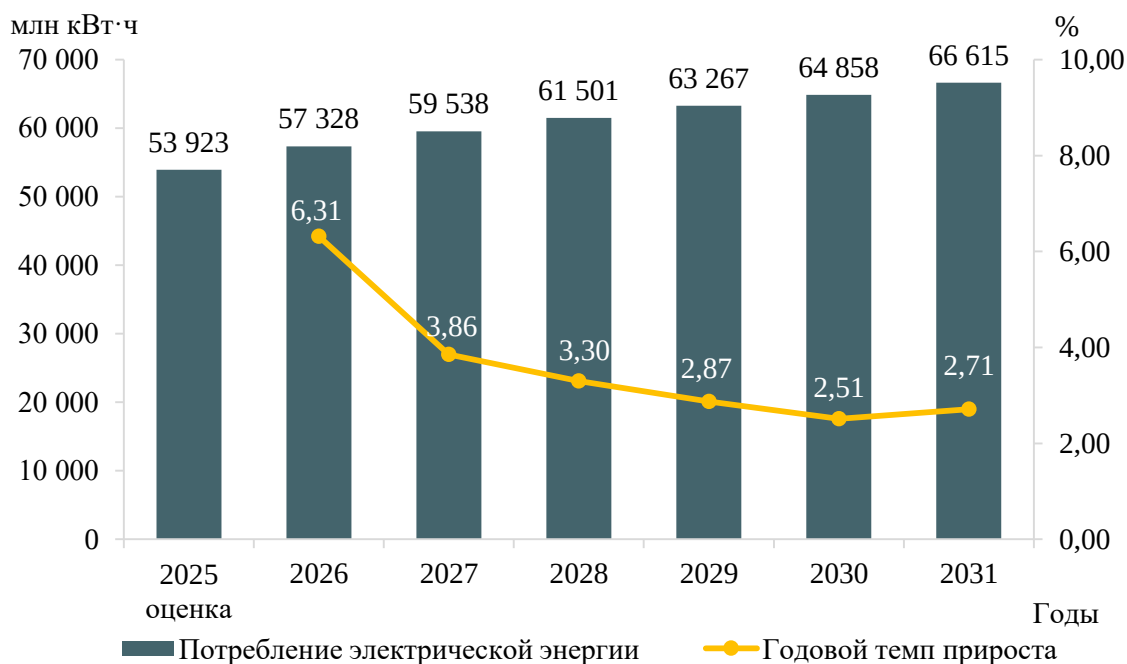


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Красноярского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается при вводе второй очереди алюминиевого завода АО «Богучанский алюминиевый завод»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	7453	8280	8603	8921	9129	9160	9302
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	827	323	318	208	31	142
Годовой темп прироста, %	–	11,10	3,90	3,70	2,33	0,34	1,55
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7375	7071	7101	7119	7187	7337	7415
<i>Красноярский край</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	7271	8047	8306	8622	8829	8858	8998
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	7271	8047	8306	8622	8829	8858	8998
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	776	259	316	207	29	140
Годовой темп прироста, %	–	10,67	3,22	3,80	2,40	0,33	1,58
Доля потребления мощности Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва	97,6	97,2	96,5	96,6	96,7	96,7	96,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7416	7124	7168	7133	7166	7322	7403

Максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва к 2031 году прогнозируется на уровне 9302 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,47 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 827 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 11,10 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 31 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,34 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7415 ч/год.

Потребление мощности Красноярского края к 2031 году прогнозируется на уровне 8998 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,32 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 776 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 10,67 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей. Наименьший годовой прирост прогнозируется в 2030 году и составит 29 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,33 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии Красноярского края в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования к 2031 году прогнозируется на уровне 7403 ч/год.

Динамика изменения потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

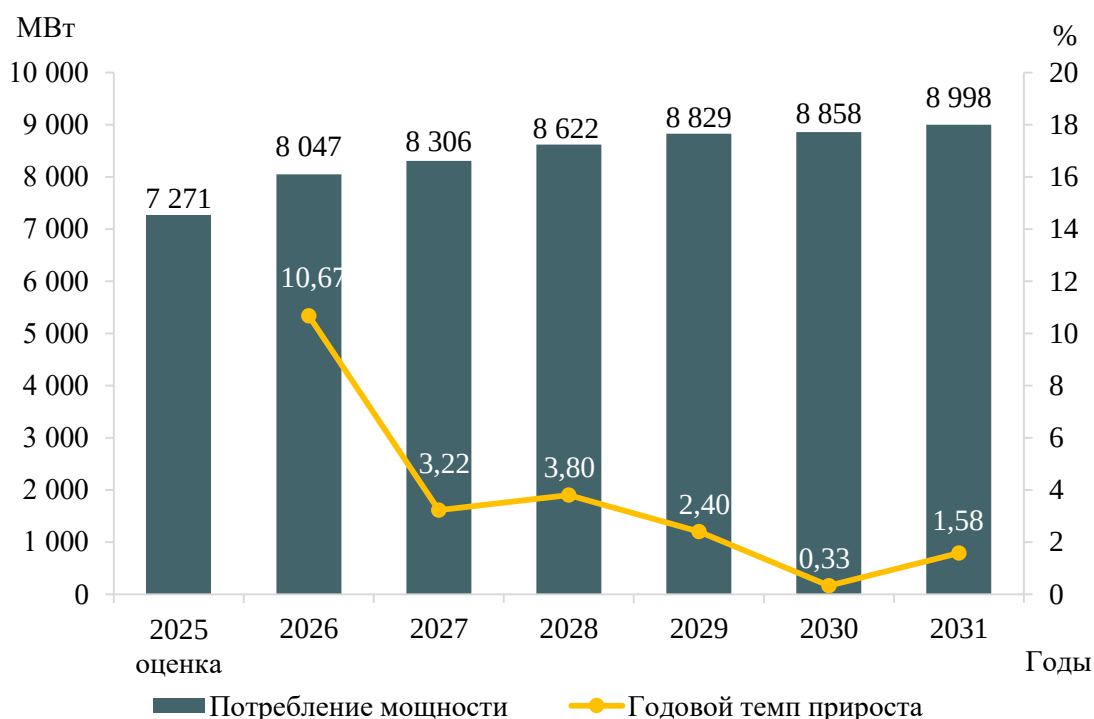


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2025 году составляют 100 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Выводы из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	100	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	100	–	–	–	–	–	–	–

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2025 году ожидаются в объеме 417 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	417	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	417	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт на Красноярской ТЭЦ-1.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2031 году составит 16359,6 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена в таблице 30. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена на рисунке 7.

Таблица 30 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	16286,6	16359,6	16359,6	16359,6	16359,6	16359,6	16359,6
ГЭС	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
ТЭС	7284,2	7357,2	7357,2	7357,2	7357,2	7357,2	7357,2

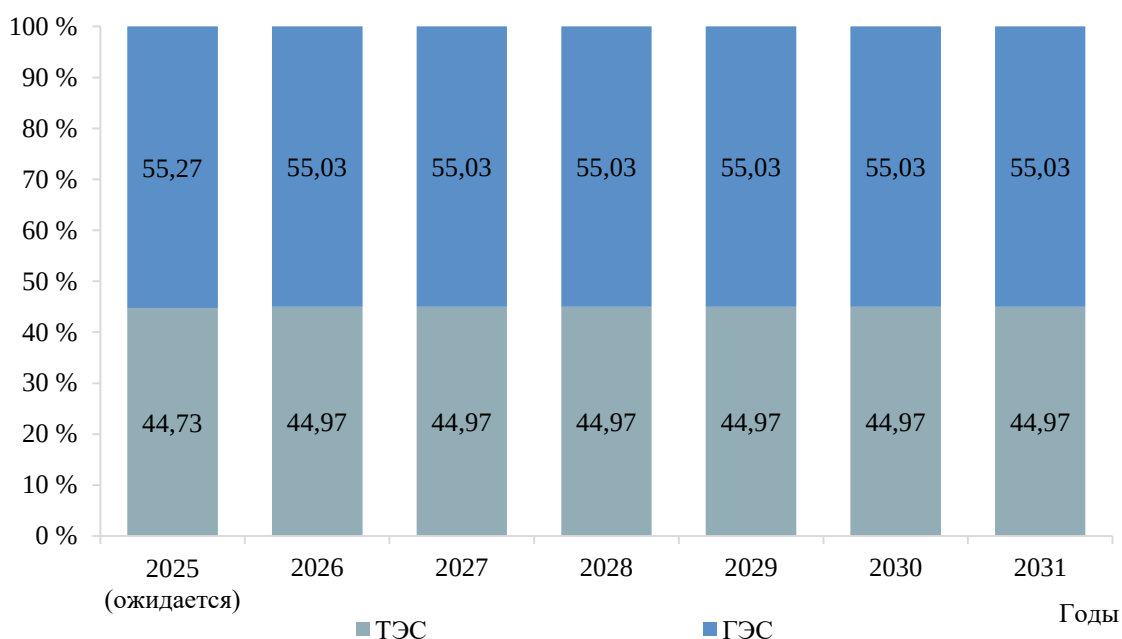


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, 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 2025–2031 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 31.

Таблица 31 – 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
5	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Создание на ПС 110 кВ Камарчага тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км ^{1), 2)}	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Перспективные горнорудные проекты», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»

Примечания

- 1 ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Красноярского края и Республики Тыва.
- 2 ²⁾ Обоснование мероприятия приведено в обосновывающих материалах по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, книга 2 «Республика Тыва».

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 Красноярского края

В таблице 32 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 Красноярского края.

Таблица 32 – 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 Красноярского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
													АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
3	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	1420	–	1420	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	АО «ОЭЗ «Байкальская гавань»	–	22,5
													АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,367	10,1464
4	Строительство ПС 220 кВ Кразовская с семью автотрансформаторами 220 кВ мощностью 148 МВА каждый	АО «РУСАЛ Красноярск»	220	МВА	–	7×148	–	–	–	–	–	1036	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 I цепь на ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,6	–	–	–	–	–	3,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
6	Строительства отпайки от ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь до ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,6	–	–	–	–	–	1,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
7	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Кразовская с демонтажем участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ ГПП-5, 6 до отпайки на ПС 220 кВ Кразовская с образованием ВЛ 220 кВ Енисей – Кразовская II цепь ориентировочной протяженностью 2,74 км	ПАО «Россети»	220	км	–	2,74	–	–	–	–	–	2,74	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
8	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ мощностью 50 Мвар	ООО «Красноярское ГРП»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»	ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
		ООО «Красноярское ГРП»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга II цепь на ПС 220 кВ Панимба ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»	ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
10	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,20
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,20
12	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Группа «Магнезит»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»	ООО «Группа «Магнезит»	–	80,00
13	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Группа «Магнезит»	220	км	2×6,216	–	–	–	–	–	–	12,432	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»	ООО «Группа «Магнезит»	–	80,00
14	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
15	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,80	16,03
														ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,50	10,62
														ОАО «РЖД»	10,00	10,13
														ОАО «РЖД»	13,60	5,69
16	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	км	–	–	–	4,17	–	–	–	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»	АО «Богучанский алюминиевый завод»	–	1200

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Перспективные горнорудные проекты» ООО «Лунсин», ООО «Кара- Бельдир»	АО «Перспектив- ные горнорудные проекты»	–	161
													ООО «Лунсин»	–	24,00	
													ООО «Кара- Бельдир»	–	15,00	
18	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
														ОАО «РЖД»	–	17,2
														ОАО «РЖД»	12,80	16,03
														ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,50	10,62
														ОАО «РЖД»	10,00	10,13
														ОАО «РЖД»	13,60	5,69
19	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»	1362,92	30,00	
20	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	2×33	–	–	–	–	–	–	66	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
21	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (взамен выводимой из эксплуатации ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 1Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА и 2Т 110/6 кВ 20 МВА)	АО «Красноярский машинострои- тельный завод»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Красноярский машиностроительный завод»	АО «Красноярский машинострои- тельный завод»	20,60	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
22	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками (С-1) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – ЦРП Красмаш с отпайками (С-2) до ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Красноярский машиностроительный завод»	АО «Красноярский машиностроительный завод»	20,60	–
23	Строительство ПС 110 кВ Илиган тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,85
24	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,85
25	Строительство ПС 110 кВ КЭСС с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	–	63
26	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Октябрьская – КЭСС	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	ООО «КрасноярскЭнергоСтройСервис»	–	63
27	Строительство ПС 110 кВ Лодочная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	20,00
28	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Лодочная ориентировочной протяженностью 36,75 км	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×36,75	–	–	–	–	–	–	73,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	20,00
29	Строительство ПС 110 кВ Тагул с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	63,00
30	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул с отпайками на ПС Лодочная ориентировочной протяженностью 71,2 км	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×71,2	–	–	–	–	–	–	142,4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	63,00
31	Строительство ПС 110 кВ Чувакан с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	25,463
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ванкорская ГТЭС – Западная на ПС 110 кВ Чувакан ориентировочной протяженностью 0,456 км каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×0,456	–	–	–	–	–	–	0,912	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	25,463
33	Строительство ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Сибagro Биотех»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибagro Биотех»	АО «Сибagro Биотех»	–	49,00

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
34	Строительство отпаяк 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шарыповская – Инголь I, II цепь (С-759, С-758) до ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех»	АО «Сибagro Биотех»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибagro Биотех»	АО «Сибagro Биотех»	–	49,00
35	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ТК Солнечный»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
36	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ КИСК – Миндерла II цепь до ПС 110 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,05 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	0,05	–	–	–	–	–	–	0,05	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
37	Строительство ЛЭП 110 кВ КИСК – Тепличная ориентировочной протяженностью 7,6 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	7,6	–	–	–	–	–	–	7,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
38	Строительство ПС 110 кВ Сорокино тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,40
39	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	7,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,40
40	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-6 с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
41	Строительство двух ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – ГПП-6 ориентировочной протяженностью 5 км каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	км	2×5	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
42	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,80	5,06
43	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 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	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»	ООО «Емельяновская Слобода»	0,36	3,64
														ДНТ «Березо- вая роща»	–	1,000

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
44	Реконструкция ПС 110 кВ Периклазовый завод с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Группа «Магнезит»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»	ООО «Группа «Магнезит»	5,6	14,4
45	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы 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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	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 Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»	ООО Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»	0,493	1,000
46	Реконструкция ПС 110 кВ Имени Сморгунова с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Телевизорный»	ООО «Телевизорный»	0,000	4,900
47	Строительство ПС 110 кВ Агул с одним трансформатором 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
48	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
49	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск-Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
50	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40
51	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40
52	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,21	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
														ОАО «РЖД»	37,80	5,06

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
53	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,50	10,62
54	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	
55	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	
56	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
													ОАО «РЖД»	–	19,16	
													ОАО «РЖД»	–	18,24	
													ОАО «РЖД»	–	15,37	
													ОАО «РЖД»	7,52	14,68	
													ОАО «РЖД»	11,27	11,70	
													ОАО «РЖД»	–	11,34	
													ОАО «РЖД»	10,89	10,98	
													ОАО «РЖД»	10,30	10,16	
													ОАО «РЖД»	4,51	7,98	
													ОАО «РЖД»	27,214	6,84	
													ОАО «РЖД»	9,27	6,26	
													ОАО «РЖД»	20,196	5,48	
ОАО «РЖД»	37,80	5,06														

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
57	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
58	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,214	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
ОАО «РЖД»	37,80	5,06														
59	Реконструкция ПС 110 кВ Большая Мурта 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	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Свинокомплекс «Красноярский»	АО «Свино-комплекс «Красноярский»	3,30	4,70
60	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 50 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	1×50	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	43,000	2,440
61	Строительство ПС 110 кВ ПАО «Россети Сибирь» с двумя трансформаторами 110 кВ	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны Российской Федерации	Министерство обороны Российской Федерации	0,440	3,4172
62	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ужур – Парная I, II цепь с отпайкой на ПС Ораки (С-70, С-71) до ПС 110 кВ ПАО «Россети Сибирь	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны Российской Федерации	Министерство обороны Российской Федерации	0,440	3,4172

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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	
3	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	1420	–	1420	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Байкальская гавань», ОАО «РЖД»
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошуриково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
7	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
8	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
9	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	7,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск-Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
13	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
15	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
16	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
17	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
19	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
20	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Перспективные горнорудные проекты», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»

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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы 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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	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 Специализированный застройщик «СолонцыЖилСтрой»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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 Красноярского края, 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.12.2024 № 46@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 26.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]);

6) объектов-аналогов.

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Красноярского края по годам представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Красноярского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025– 2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	3021,29	17449,15	16605,33	16449,75	16633,10	17298,43	17990,36	105447,42

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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края 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 РФ № 1178 [6] 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 2025 год на территории Красноярского края осуществляют свою деятельность 14 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 77 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края) и АО «Красноярская региональная энергетическая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 13 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края).

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 Красноярского края 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 «Россети»;
- затраты на оплату услуг ПАО «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, рассчитанной 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 2024 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [7];
- 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 РФ № 24 [8].

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:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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;

¹ Приказы Министерства тарифной политики Красноярского края от 29.12.2020 № 69-э и от 28.11.2022 № 112-э.

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 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 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 лет).

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 36.

Таблица 36 – 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	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Министерства тарифной политики Красноярского края от 29.07.2025 № 35-э «О внесении изменения в приказ министерства тарифной политики Красноярского края от 09.12.2024 № 88-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Красноярского края, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Красноярского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «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 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Красноярского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Красноярского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Красноярского края, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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 37.

Таблица 37 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,8 %	2,8 %	1,7 %	0,4 %	0,2 %	0,7 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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 ТСО Красноярского края представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Красноярского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4107	3227	2562	1855	1965	1965
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	1068	365	380	—	—	—
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3726	3781	3631	3183	3266	3266

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края 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 39 и на рисунке 8.

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 39 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края 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	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	33,7	37,6	40,3	42,2	44,1	46,3
НВВ	млрд руб.	34,9	36,7	37,0	37,9	38,3	41,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,1	-0,9	-3,3	-4,2	-5,8	-5,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,31	2,50	2,64	2,75	2,86	2,99
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,38	2,44	2,42	2,47	2,49	2,66
Среднегодовой темп роста	%	–	102	99	102	101	107
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,08	-0,06	-0,22	-0,28	-0,38	-0,33

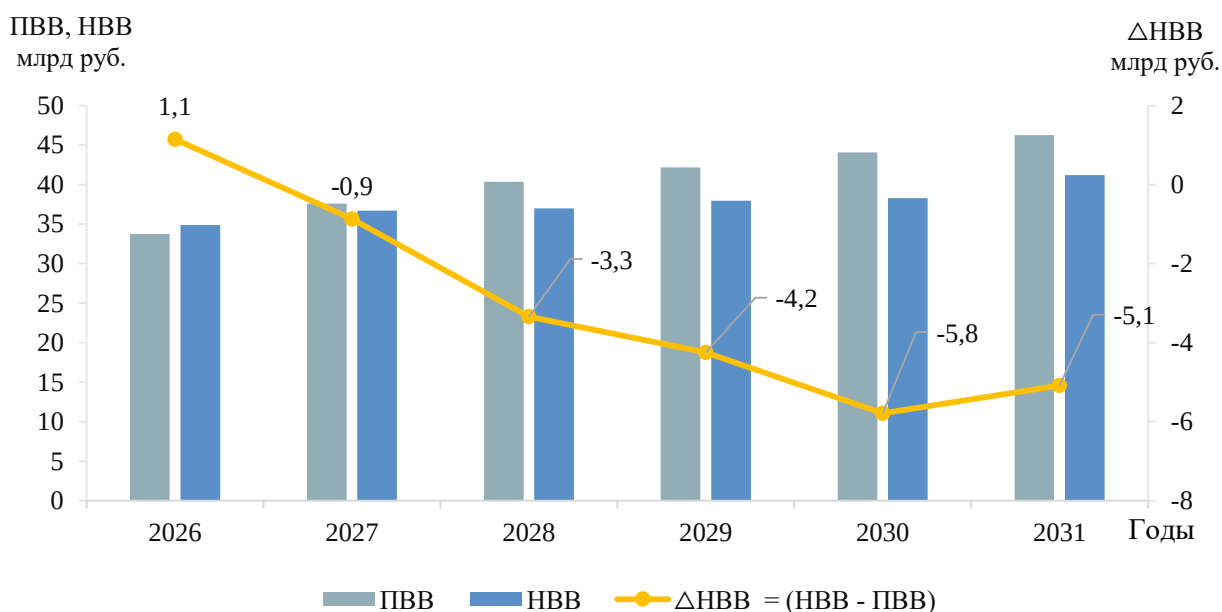


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 39, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Красноярского края 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 Красноярского края 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 27,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	98 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 9,6 млрд руб. за счет изменения финансовых механизмов (таблица 40) в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края, 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 территории Красноярского края оценивается в 2031 году в объеме 66615 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,10 %.

Потребление мощности Красноярского края к 2031 году увеличится и составит 8998 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,32 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Красноярского края в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 7124–7403 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2031 году составит 16359,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края.

Всего за период 2025–2030 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1159,554 км, трансформаторной мощности 2623,5 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. 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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст :

электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва, территория Красноярского края													
Красноярская ГЭС	АО «ЭН+ ГЕНЕРАЦИЯ»			–									
		1	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		2	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		3	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		4	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		5	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		6	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		7	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		8	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		9	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		10	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		11	РО 115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		12	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
Установленная мощность, всего		–	–		6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	
Назаровская ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»			Уголь, мазут									
		1	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		2	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		3	КТ-145-130		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	
		4	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		5	КТ-146-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		6	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		7	К-500-240-1		498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	
Красноярская ГРЭС-2	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, мазут									
		1	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		2	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	К-164-130		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		7	К-164-130-2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		8	К-164-130-2ПР2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		9	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
		10	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	
Березовская ГРЭС	ПАО «Юнипро»			Уголь, мазут									
		1	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		2	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		3	К-820-240-5М		820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	2420,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Красноярская ТЭЦ-1	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь										
		3	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		4	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		5	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		6	ПТ-25-90/10		25,0									Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		9	ПТ-65/75-90/13		64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	
		10	P-85-8,8/0,2		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
		11	P-57-130/15		57,0	57,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	Модернизация в 2026 г.
		12	P-57-130/15		57,0	57,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	Модернизация в 2026 г.
		15	T-35/59-1,3			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		16	T-35/59-1,3			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	365,9	335,9	408,9	408,9	408,9	408,9	408,9	408,9		
Канская ТЭЦ	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, дизельное топливо										
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-12-3,4/0,5-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПР-6-35/5/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Красноярская ТЭЦ-2	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, мазут										
		1	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	ПТ-140/165-130/13		139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9		
Красноярская ТЭЦ-3	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, мазут										
		1	T-204/220-12,8-2		208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	
		2	T-185/220-12,8-NG			185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0		
ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»	АО «РУСАЛ Ачинск»			Уголь, мазут										
		1	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	P-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	P-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0		
Минусинская ТЭЦ г. Минусинск	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Уголь, мазут										
		1	ПТ-90/105-130/13-1М		89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9		
ТЭЦ АНПЗ ВНК	АО «АНПЗ ВНК»			Мазут, газ										
		1	P-6-34/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-34/10М-1		6,0	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ДЭС ЗДК Полус Красноярск	АО «Полус Красноярск»			Дизельное топливо, мазут									
		4	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		6	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		7	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	
Енашиминская ГЭС	ООО «Енашиминская ГЭС»			–									
		1	Spiralturbin 65 Ba		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		2	Spiralturbin 65 Ba		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		3	Spiralturbin 65 Ba		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		4	PO-638-ГМ-84		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Установленная мощность, всего		–	–		5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
ТЭЦ-1 ЗДК Полус Красноярск	АО «Полус Красноярск»			Уголь									
		1	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	П-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		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ-2 ЗДК Полус Красноярск	АО «Полус Красноярск»			Уголь									
		1	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Богучанская ГЭС	АО «Богучанская ГЭС»			–									
		1	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		2	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		3	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		4	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		5	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		6	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		7	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		8	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		9	PO75-B-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
Установленная мощность, всего		–	–		2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	
Ванкорская ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»			Газ									
		1	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		2	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		3	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		4	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		5	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		6	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		7	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		8	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Полярная ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»			Газ									
		ГТУ-1	MS6001FA		72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	
		ГТУ-2	MS6001FA		72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	72,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8	
Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»			Черный щелок									
		1	П-162-96/28/15/6			162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0
Установленная мощность, всего		–	–	–		162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	

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 Красноярского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	1420	–	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	181849,73	181849,73
2	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	37421,06	37421,06
3	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1548,59	1548,59
				ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	2026 ³⁾	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	25300,00	10085,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,21	27,21
6	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Камарчага тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,25	12,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
7	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	113,28	113,28
8	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	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	159,28	159,28
9	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы 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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– 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	642,10	642,10

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	511,69	511,69
11	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	151,94	104,65
12	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	254,46	91,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
13	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Каштан- тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,25	12,25
14	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	351,14	126,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
15	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	95,55	34,30
16	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	17,3	–	–	–	–	17,3	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	566,72	566,49

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	22,6	–	–	–	–	22,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
18	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ- 1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	16,87	16,87
19	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ- 1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	16,87	16,87

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
20	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1486,24	1486,24
21	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	–	2×25	–	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	208,90	208,90
22	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	236,53	236,53

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
23	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	199,49	199,49
24	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	35,37	35,37

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
25	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км ⁴⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,908 0,932	–	–	–	–	1,84	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	274,77	45,57
26	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	12	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	186,39	186,39
27	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2×3,8	–	–	–	–	7,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	30,34	30,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
28	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км ⁴⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	2,83	–	–	–	–	2,83	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	131,86	131,86

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, 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. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

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.

4 ⁴⁾ Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления, соответственно, платы за технологическое присоединение. Определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.