

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ
ТЫВА

КНИГА 2

РЕСПУБЛИКА ТЫВА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	8
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
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	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
2.1.1 Тывинский энергорайон	13
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	15
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	15
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	16
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	17
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	17
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	19
3.3 Прогноз потребления мощности	20

3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	24
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	24
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 Республики Тыва	26
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	31
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	33
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	34
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	35
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	36
7.1	Основные подходы	36
7.2	Исходные допущения.....	37
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	40
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	41
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	43
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	45
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	46
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	47
	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.....	48

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТЭС	–	тепловая электростанция

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ШР	– шунтирующий реактор
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на 2025–2030 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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Республике Тыва на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 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 2030 года, в том числе:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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.;

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

На территории Республики Тыва отсутствуют крупные потребители электрической энергии.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, на 01.01.2024 составила 17,0 МВт.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Республики Тыва, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	17,0	–	–	–	–	17,0
ТЭС	17,0	–	–	–	–	17,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2023 году составило 34,7 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	36,4	37,2	37,1	38,1	34,7
ТЭС	36,4	37,2	37,1	38,1	34,7

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 Республике Тыва приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	47816	47491	48597	50128	51691
Годовой темп прироста, %	3,79	-0,68	2,33	3,15	3,12
Максимум потребления мощности, МВт	6699	6890	6821	6800	7508
Годовой темп прироста, %	0,31	2,85	-1,00	-0,31	10,41
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7138	6893	7125	7372	6885
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	05.02 15:00	28.12 14:00	26.01 08:00	11.12 13:00	13.12 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-34,5	-37,7	-34,0	-19,1	-29,8
<i>Республика Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	806	803	808	837	913
Годовой темп прироста, %	-0,25	-0,37	0,62	3,59	9,08
Доля потребления электрической энергии Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8
Максимум потребления мощности, МВт	154	156	160	159	177
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, МВт	144	143	133	153	170
Годовой темп прироста, %	-6,49	-0,69	-6,99	15,04	11,11
Доля потребления мощности Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	2,1	2,1	1,9	2,3	2,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5597	5615	6075	5470	5369

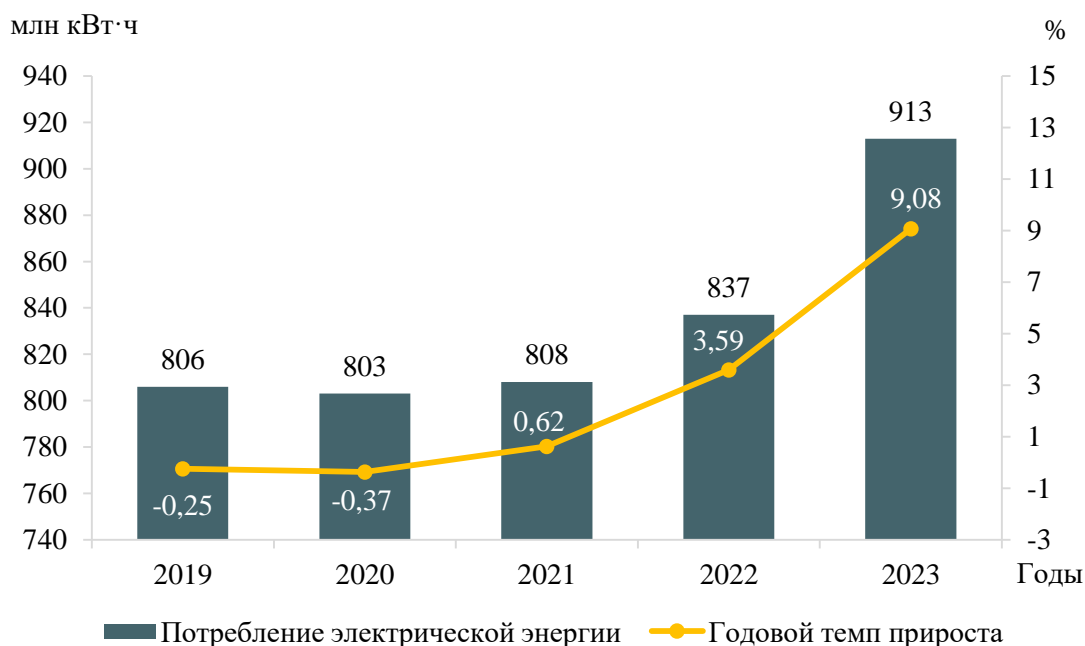


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Республики Тыва и годовые темпы прироста

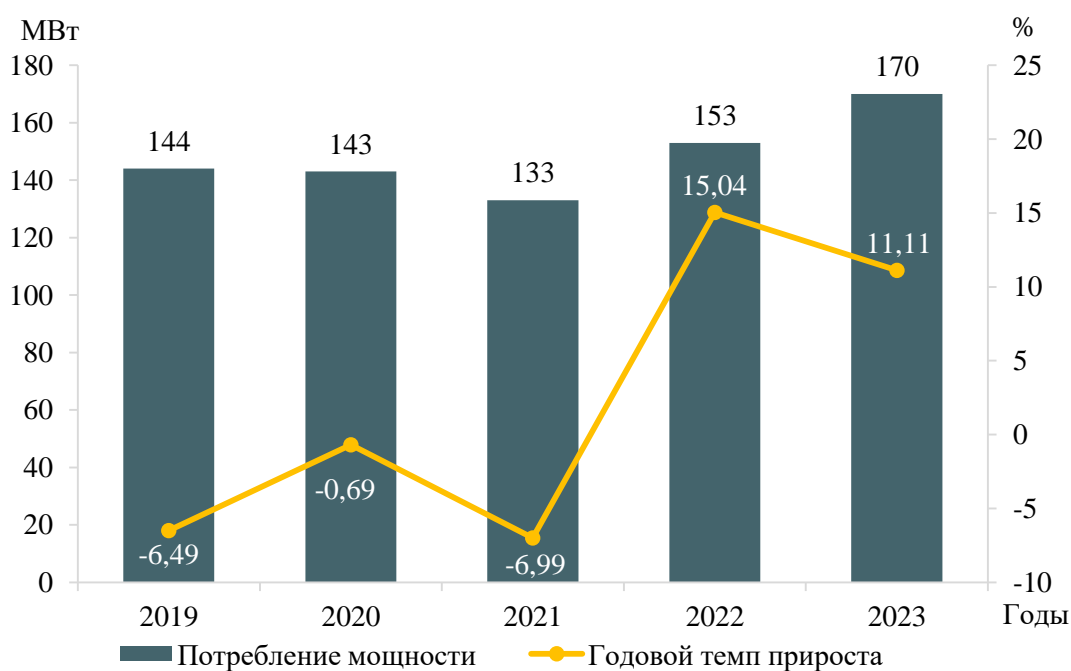


Рисунок 2 – Потребление мощности Республики Тыва и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва увеличилось на 5623 млн кВт·ч и составило в 2023 году 51691 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,33 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,79 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличился на 830 МВт и составил 7508 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,41 % в 2023 году; наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 1,00 %.

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Республики Тыва увеличилось на 105 млн кВт·ч и составило 913 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,47 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,08 % в 2023 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,37 %.

Доля Республики Тыва в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно увеличилась с 1,7 % в 2019 году до 1,8 % в 2023 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Республики Тыва увеличилось на 16 МВт и составило 170 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,00 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 15,04 % в 2022 году, что обусловлено более низкой ТНВ на территории Республики Тыва по сравнению с энергосистемой. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 6,99 %.

Доля Республики Тыва в максимальном потреблении мощности энергосистемы в 2023 году незначительно увеличилась по сравнению с первым годом ретроспективного периода и составила 2,3 % (или на 0,2 процентных пункта).

Исторический максимум потребления мощности Республики Тыва был зафиксирован в 2023 году в размере 177 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Республики Тыва обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добычи полезных ископаемых;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением.

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

Изменения состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва отсутствуют.

Перечень изменений состава трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Ак-Довурак с заменой трансформатора 1Т мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	2019	25 МВА
2	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой автотрансформатора 2АТ 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2023	125 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 Республики Тыва к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Тывинский энергорайон.

2.1.1 Тывинский энергорайон

В таблице 5 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тывинском энергорайоне.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Тывинского энергорайона

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)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме переток активной мощности в КС «Красноярск, Хакасия – Тыва» превышает МДП на величину до 28 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Кызыльская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км. Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызыльская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызыльская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км</p>

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

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 кВ на территории Республики Тыва, направленные на исключение рисков ввода ГАО, и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, 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 для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Тыва приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Тыва

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыльская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	2×40 МВА 2×26 Мвар 1×25 Мвар	2024 2025 2025	ПАО «Россети»

Мероприятия для усиления электрической сети.

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 7.

Таблица 7 – 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	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	2×25 МВА 1×50 Мвар 1×52 Мвар	2024	ПАО «Россети»
2	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	238,78 км	2024	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.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 8 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Тыва, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Тыва

№ 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	Ак-Сугский ГОК (ПС 220 кВ Туманная)	ООО «Голевская ГРК»	0,0	161,0	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 220 кВ Туран
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Комплекс по добыче полезных ископаемых	ООО «Лунсин»	0,0	24,0	110	2028	Новая ПС 110 кВ Лунсин
3	Комплекс по добыче металлических руд	ООО «Кара-Бельдир»	0,0	15,0	110	2028	Новая ПС 110 кВ Кара-Бельдир

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва на период 2025–2030 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55369	56483	58712	60614	61968	62343	62521
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1114	2229	1902	1354	375	178
Годовой темп прироста, %	–	2,01	3,95	3,24	2,23	0,61	0,29
<i>Республика Тыва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	986	1076	1248	1479	1936	2264	2325
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	90	172	231	457	328	61
Годовой темп прироста, %	–	9,13	15,99	18,51	30,90	16,94	2,69
Доля потребления электрической энергии Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	1,8	1,9	2,1	2,4	3,1	3,6	3,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется на уровне 62521 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва прогнозируется в 2026 году и составит 2229 млн кВт·ч или 3,95 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 178 млн кВт·ч или 0,29 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Тыва прогнозируется на уровне 2325 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 14,29 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Тыва прогнозируется в 2028 году и составит 457 млн кВт·ч или 30,90 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 61 млн кВт·ч или 2,69 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Тыва учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 8.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Республики Тыва и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

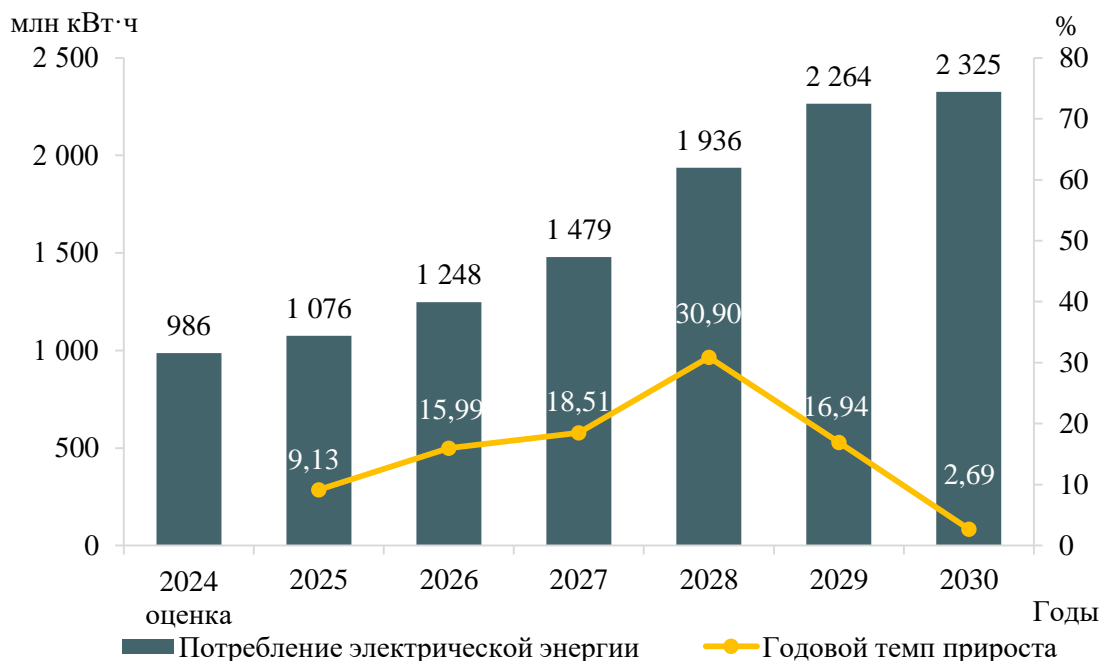


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Тыва и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Республики Тыва обусловлена следующими основными факторами:

– вводом новых потребителей по добыче полезных ископаемых, наибольший прирост потребления ожидается на ООО «Голевская ГРК».

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	7751	8147	8353	8573	8627	8657	8685
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	396	206	220	54	30	28
Годовой темп прироста, %	–	5,11	2,53	2,63	0,63	0,35	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7143	6933	7029	7070	7183	7201	7199
<i>Республика Тыва</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	178	222	241	310	311	313	314
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	44	19	69	1	2	1
Годовой темп прироста, %	–	24,72	8,56	28,63	0,32	0,64	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5539	4847	5178	4771	6225	7233	7404

Максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва к 2030 году прогнозируется на уровне 8685 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,10 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 396 МВт или 5,11 %. Наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 0,32 %.

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 7199 ч/год.

Максимум потребления мощности Республики Тыва к 2030 году прогнозируется на уровне 314 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 8,53 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 69 МВт или 28,63 %, что обусловлено планируемым вводом объектов по добыче полезных ископаемых; наименьший прирост мощности ожидается в 2028 и 2030 годах и составит 1 МВт или 0,32 %.

Годовой режим потребления электрической энергии на территории Республики Тыва в прогнозный период значительно уплотняется в связи с вводом большой доли промышленных производств. Число часов использования максимума в 2030 году прогнозируется на уровне 7404 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Республики Тыва и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

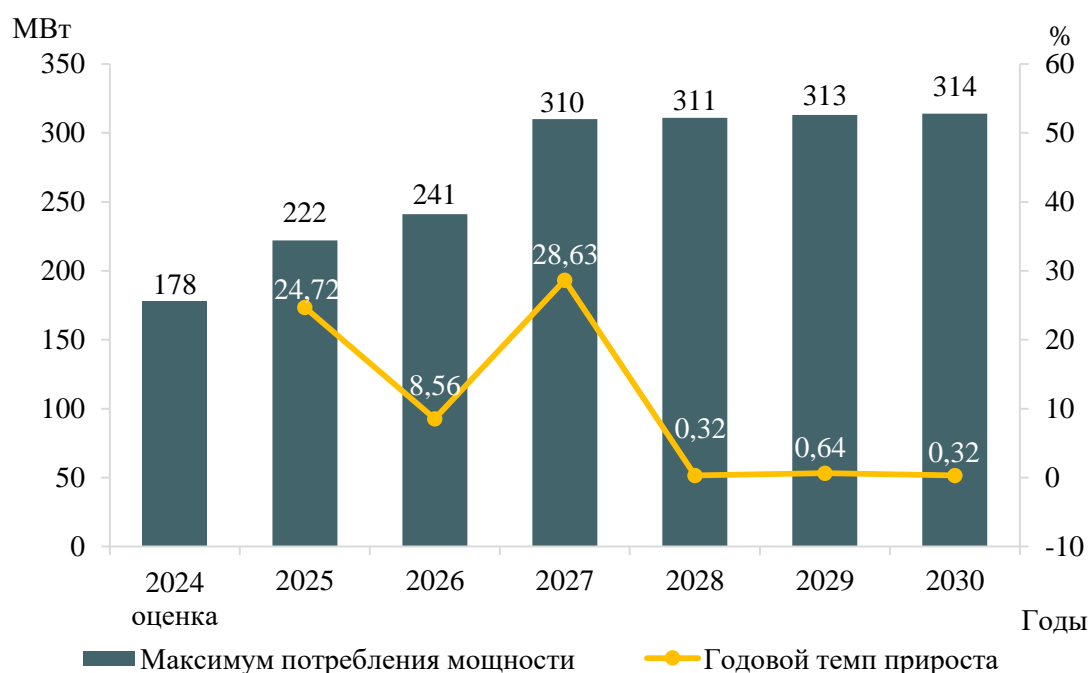


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Республики Тыва и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 17 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, представлена на рисунке 5.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	17	17	17	17	17	17	17
ТЭС	17	17	17	17	17	17	17

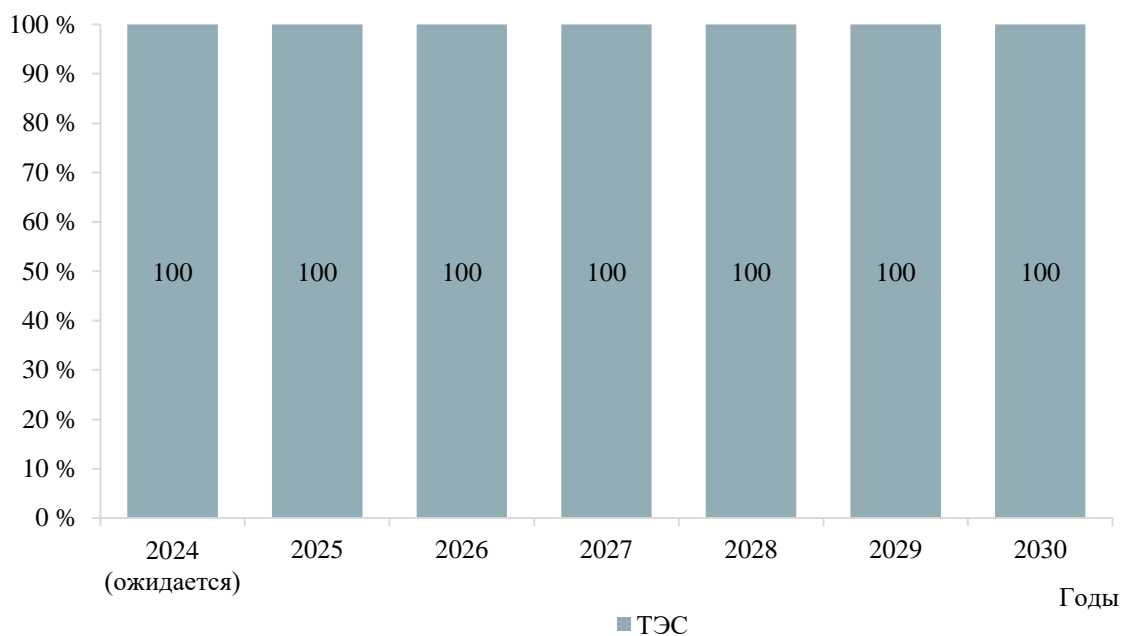


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва

Перечень действующих электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 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 12.

Таблица 12 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км	ПАО «Россети»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	100	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	<p>1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>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.</p> <p>4. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»</p>

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 Республики Тыва

В таблице 13 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 Республики Тыва.

Таблица 13 – 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 Республики Тыва

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024-2030
1	Строительство ПС 220 кВ Мерген с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый, двумя ШР (УШР) 220 кВ мощностью 50 Мвар каждый, БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	-	-	-	-	2×63	-	-	126	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Лунсин»	-	24
			220	Мвар	-	-	-	-	2×50	-	-	100		ООО «Кара-Бельдир»	-	15
			110	Мвар	-	-	-	-	1×40	-	-	40				
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 на ПС 220 кВ Мерген ориентировочной протяженностью 50 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	-	-	-	-	2×50	-	-	100	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Лунсин»	-	24
														ООО «Кара-Бельдир»	-	15

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт			
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024-2030							
3	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.	ООО «Голевская ГРК»	-	161			
													2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.				ООО «Лунсин»	-	24
													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 ООО «Голевская ГРК», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Кара-Бельдир»	-	15															
4	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая и двух ШР (УШР) 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый	ООО «Голевская ГРК»	220	МВА	-	2×160	-	-	-	-	-	-	320	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.	ООО «Голевская ГРК»	-	161		
		ООО «Голевская ГРК»	220	Мвар	-	2×70	-	-	-	-	-	-	140						
		ООО «Голевская ГРК»	220	Мвар	-	2×63	-	-	-	-	-	-	126						
5	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Туран – Туманная ориентировочной протяженностью 312,3 км	ПАО «Россети»	220	км	-	2×312,3	-	-	-	-	-	624,6	2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»						
6	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	-	1×63	-	-	-	-	-	63	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.	ООО «Голевская ГРК»	-	161			
7	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I цепь до ПС 220 кВ Ырбан ориентировочной протяженностью 0,805 км	ПАО «Россети»	220	км	-	0,805	-	-	-	-	-	0,805	2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»						

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Раннее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024-2030					
8	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Лунсин»	–	24
		ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	–	25		ООО «Кара-Бельдир»	–	15
9	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»	ООО «Голевская ГРК»	–	161
		ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	–	52				
10	Строительство ПС 110 кВ Кара-Бельдир с одним трансформатором 110 кВ мощностью 16 МВА	ООО «Кара-Бельдир»	110	МВА	–	–	–	–	1×16	–	–	–	16	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Кара-Бельдир»	–	15
11	Строительство ВЛ 110 кВ Мерген – Кара-Бельдир ориентировочной протяженностью 100 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	–	–	–	100	–	–	100					
12	Строительство ПС 110 кВ Лунсин с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Лунсин»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	–	50	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Лунсин»	ООО «Лунсин»	–	24
13	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мерген – Лунсин ориентировочной протяженностью 70 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	–	–	–	2×70	–	–	–	140				
14	Строительство ПС 110 кВ Тоора-Хем с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	ООО «Голевская ГРК»	–	161
15	Строительство ВЛ 110 кВ Ырбан – Тоора-Хем ориентировочной протяженностью 37 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	37	–	–	–	–	–	–	37				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024-2030					
16	Строительство ВЛ 110 кВ Межегей – Элегест ориентировочной протяженностью 13 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	13	–	–	–	–	–	–	13	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК «Межегейуголь»	ООО УК «Межегейуголь»	10	–
17	Строительство ПС 110 кВ Боршо с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	МВА	–	2×2,5	–	–	–	–	–	–	5	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГКУ «Дирекция по строительству и эксплуатации объектов росграницы»	ФГКУ «Дирекция по строительству и эксплуатации объектов росграницы»	–	1,703
18	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты I цепь (С-451) и ВЛ 110 кВ Чадан – Хандагайты II цепь (С-452) до ПС 110 кВ Боршо ориентировочной протяженностью 0,150 км каждая	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	2×0,150	–	–	–	–	–	–	0,300				

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 14.

Таблица 14 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Реновация основных фондов	
			110	Мвар	–	1×26	–	–	–	–	–	26		
			110	Мвар	–	1×26	–	–	–	–	–	26		1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
			110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	25		
2	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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	
			220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50		1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
			220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	52		
3	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 ООО «Голевская ГРК», 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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Республики Тыва, отсутствуют.

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 Республики Тыва, 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 28.12.2023 № 37@ 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 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [1]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Тыва по годам представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Тыва (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	2986	5723	6110	3262	–	–	–	18082

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 [2];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Иркутской области, Республика Тыва (далее – рассматриваемые субъекты) – оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, в этих субъектах осуществлен переход на совместное (единое) тарифное регулирование в части установления цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии¹.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 [4] 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 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 16 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ОАО «Иркутская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 60 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «Братская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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).

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20.04.2024 № 987-р.

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов 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 [3];

– 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 [3], 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 2023 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [5];

– 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 [6].

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 тарифов², 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.

² Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 27.12.2019 № 450-спр 9 (в редакции от 25.11.2022).

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы³, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – 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/ЕБИТДА 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)

³ 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	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Службы по тарифам Иркутской области от 05.12.2023 № 79-408-спр «О внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 ноября 2022 года № 79-684-спр» (в редакции от 10.06.2024) и Постановлением Службы по тарифам Республики Тыва от 10.06.2024 № 14 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Тыва на 2024 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

⁴ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 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.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,3 %	2,4 %	2,5 %	1,6 %	0,6 %	0,8 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических

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

За горизонтом периода, на который 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 рассматриваемых субъектов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	7935	17371	12445	8502	7940	7589
объем 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)	3503	9242	4471	286	141	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	9954	16142	16687	7388	7349	5856

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 19 и на рисунке 6.

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 19 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	45,9	51,7	56,5	60,2	63,3	66,6
НВВ	млрд руб.	45,8	59,1	59,9	57,0	55,6	56,1
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,02	7,36	3,38	-3,29	-7,68	-10,52
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,78	0,85	0,91	0,95	0,98	1,02
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,78	0,97	0,96	0,89	0,86	0,86
Среднегодовой темп роста	%	–	126	99	93	97	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,00	0,12	0,05	-0,05	-0,12	-0,16

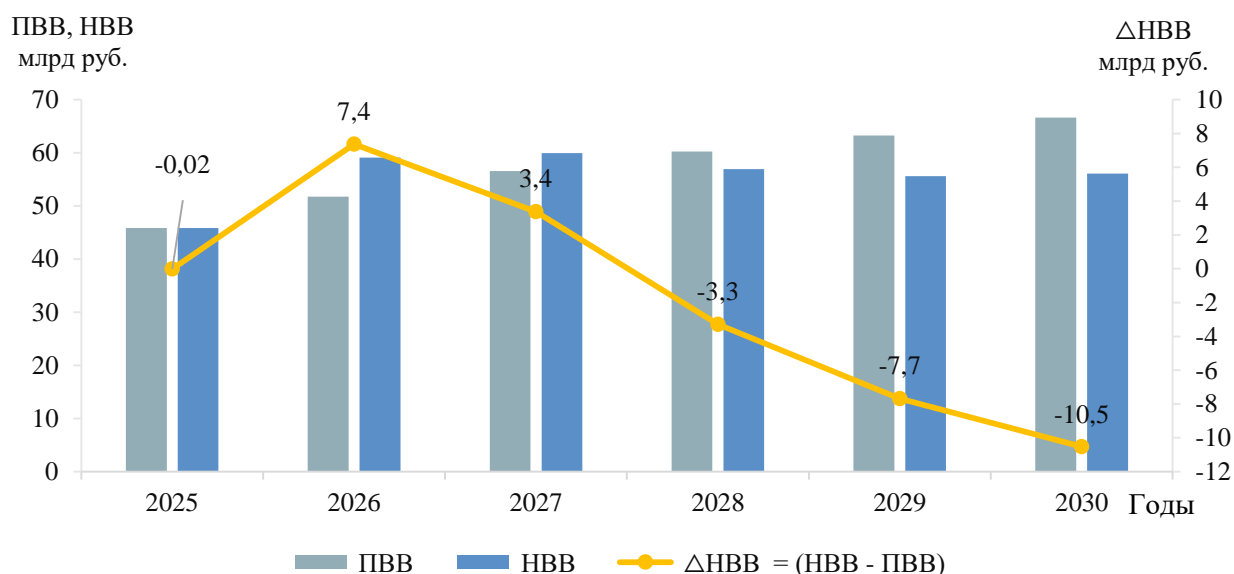


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 19, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 9,3–57,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

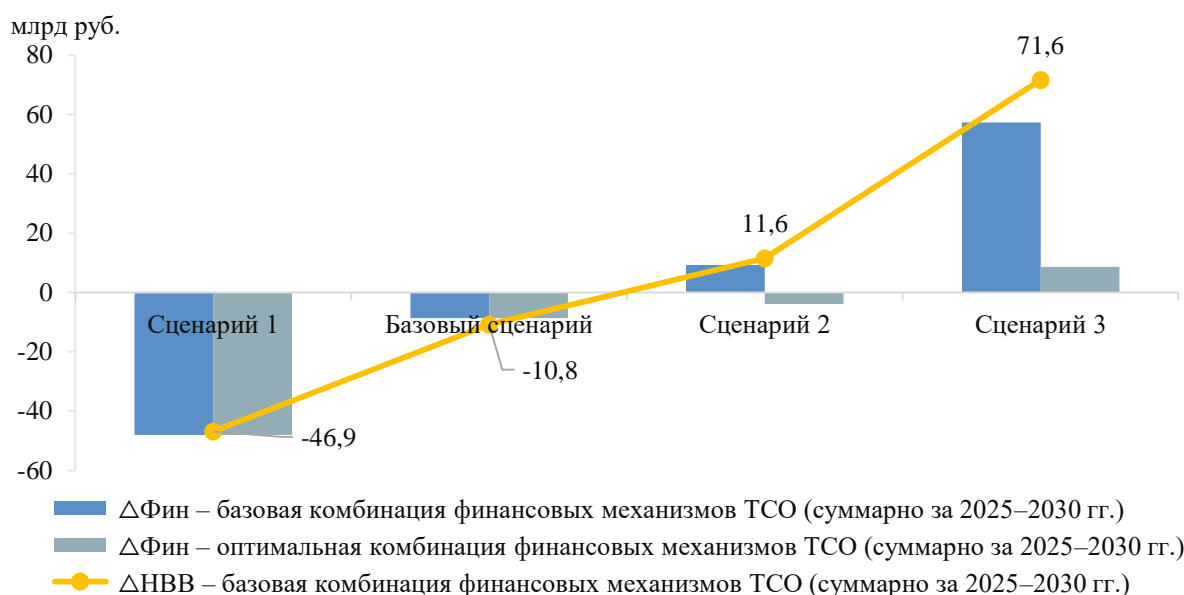


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	17 %	32 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	56 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 20) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования 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 Республики Тыва, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва, 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 Республики Тыва оценивается в 2030 году в объеме 2325 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 14,29 %.

Максимум потребления мощности Республики Тыва к 2030 году увеличится и составит 314 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 8,53 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Республики Тыва в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 4771–7404 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 17 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2024–2030 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1143,71 км, трансформаторной мощности 694 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: 29.11.2024).

2. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. 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: 29.11.2024).

4. 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: 29.11.2024).

5. 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: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва, территория Республики Тыва														
Кызыльская ТЭЦ	АО «Кызыльская ТЭЦ»			Дизельное топливо, уголь										
		2	К-2,5-35		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	К-2,5-35		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	К-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	К-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0		

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 Республики Тыва

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)		
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030	
1	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыльская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	Реновация основных фондов	9649,22	7009,94	
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	2×26	–	–	–	–	–	–	52				2025
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	–	25				2025
2	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. 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			
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	–					50
				ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	–					52

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
3	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	2025	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	13877,61

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызыльская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км	ПАО «Россети»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	100	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6630,78	6630,78

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ 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.