

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ  
ТЫВА

КНИГА 2

РЕСПУБЛИКА ТЫВА

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
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 .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.1.1 Тывинский энергорайон .....	14
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 .....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	16
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 .....	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	21
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 .....	21
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	22
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	22
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	24
3.3	Прогноз потребления мощности.....	25
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	27
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	30
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	30
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 .....	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	38
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 .....	40
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	42
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети .....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	46
7.1	Основные подходы .....	46
7.2	Исходные допущения.....	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	51
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	52

7.4 Оценка чувствительности экономических условий.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	59
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.....	60

## 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)
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
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
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
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

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
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
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 Республике Тыва 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**

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 01.01.2025 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		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 2024 году составило 37,4 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	37,2	37,1	38,1	34,7	37,4
ТЭС	37,2	37,1	38,1	34,7	37,4

### 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	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
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>Республика Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	802	808	837	913	978
Годовой темп прироста, %	-0,49	0,75	3,59	9,08	7,12
Доля потребления электрической энергии Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8
Максимум потребления мощности, МВт	156	160	159	177	188
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, МВт	143	133	153	170	170
Годовой темп прироста, %	-0,69	-6,99	15,04	11,11	0,00
Доля потребления мощности Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	2,1	1,9	2,3	2,3	2,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5615	6075	5470	5369	5753

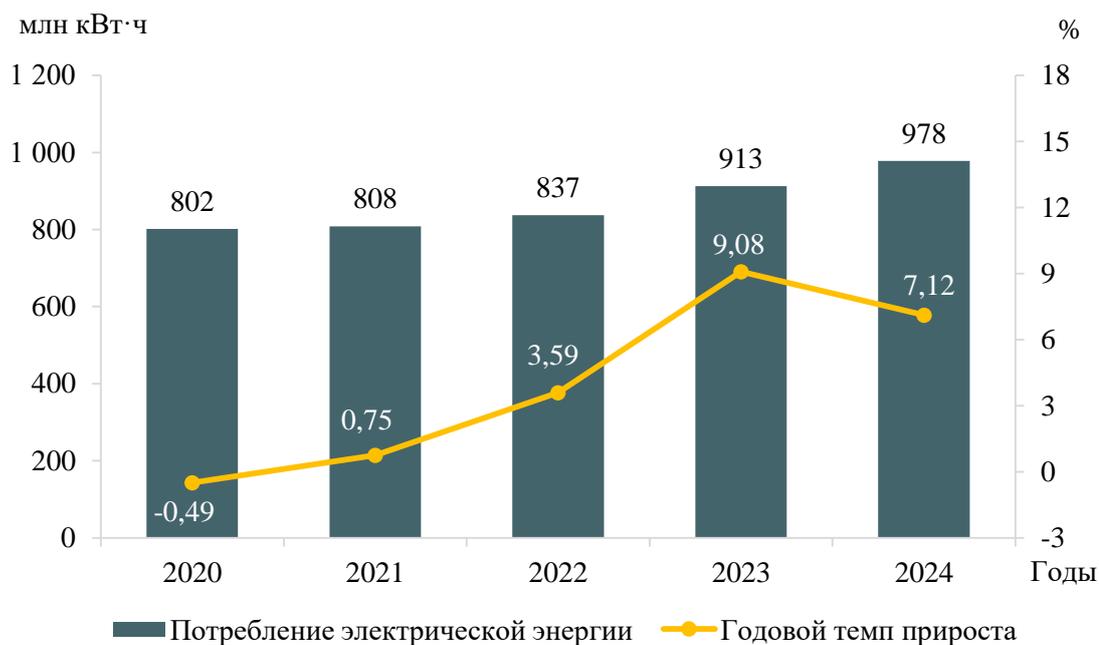


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Республики Тыва и годовые темпы прироста

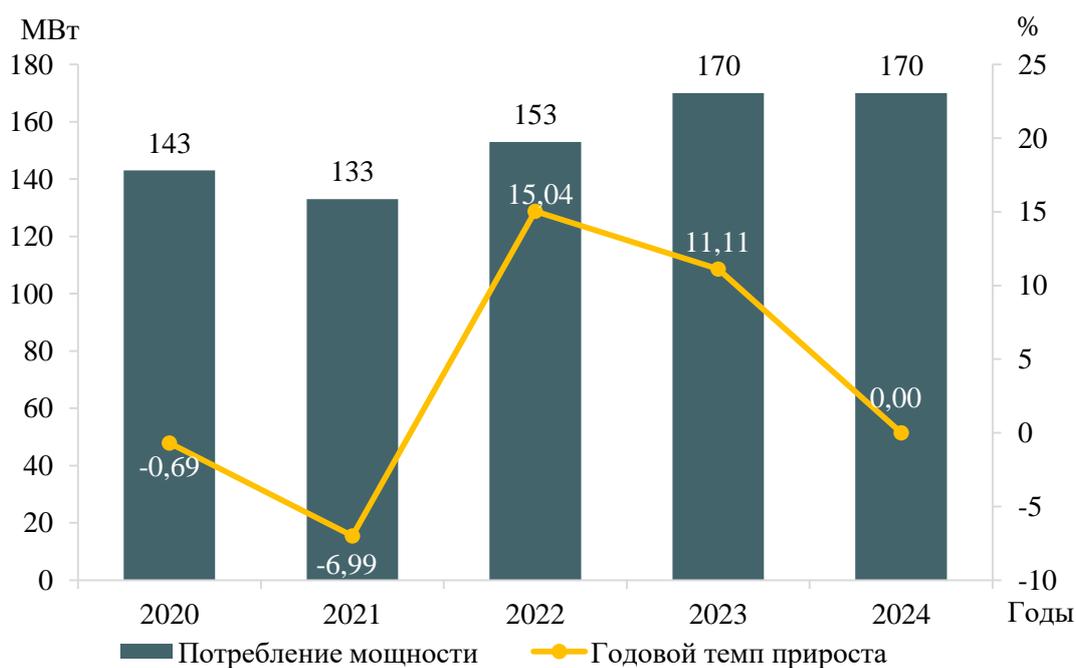


Рисунок 2 – Потребление мощности Республики Тыва и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва увеличилось на 6959 млн кВт·ч и составило в 2024 году 54775 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,75 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 5,97 % в 2024 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

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 2024 году; наибольшее годовое 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 Республики Тыва увеличилось на 172 млн кВт·ч и составило 978 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,94 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 9,08 % в 2023 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,49 %.

Доля Республики Тыва в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно увеличилась с 1,7 % в 2020 году до 1,8 % в 2024 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Республики Тыва увеличилось на 26 МВт и составило 170 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,38 %.

Наибольший годовой темп прироста 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 2024 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 2024 году в размере 188 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добыче полезных ископаемых;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- вводом в эксплуатацию центра обработки данных.

## **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 по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва приведен в таблице 4, 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 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кызыльская – Городская I цепь с отпайкой на ПС Южная со строительством кабельного участка для выполнения захода в КРУЭ ПС 220 кВ Кызыльская протяженностью 0,168 км и образованием КВЛ 110 кВ Кызыльская – Городская I цепь с отпайкой на ПС Южная	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	2024	0,168 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыльская 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	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыльская с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2024	125 МВА
3	110 кВ	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	ПАО «Россети»	2024	2×40 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 6 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тывинском энергорайоне.

Таблица 6 – 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 единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран, переток активной мощности в КС «Красноярск, Хакасия – Тыва» превышает МДП на величину до 21 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 19 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км<sup>1)</sup></p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км<sup>1)</sup></p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47), переток активной мощности в КС «Красноярск, Хакасия – Тыва» превышает МДП на величину до 26 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 23 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км</p>

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятие реализуется на территории Красноярского края и Республики Тыва.

## 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-19,10
	17.06.2020	19,10
2021	15.12.2021	-20,70
	16.06.2021	12,10
2022	21.12.2022	-22,60
	15.06.2022	23,80
2023	20.12.2023	-38,60
	21.06.2023	25,10
2024	18.12.2024	-25,10
	19.06.2024	16,30

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

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

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

#### 2.2.1.1 АО «Россети Сибирь Тываэнерго»

Рассмотрены предложения АО «Россети Сибирь Тываэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период

2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – 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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , 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 Городская	110/35/10	Группа 1Т, 4Т	115/38/11 115/11	10 16	10,63	10,46	11,96	10,44	13,89	4,35	9,80	7,75	7,31	7,31	0
			Группа 2Т, 3Т	115/38/11 115/38/11	10 10	8,35	8,36	11,30	8,54	11,36	4,64	9,80	7,75	5,42	5,42	

Таблица 9 – 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 Городская	1Т	ТДТН-10000/110	1971	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110	1972	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		3Т	ТДТН-10000/110	1991	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		4Т	ТДН-16000/110	2015	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 10 – 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 <sub>ном</sub> 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 Городская	2024 / зима	25,24	ПС 110 кВ Городская	ООО «СЗ «УК Трансстрой»	15.12.2022	20.1700.1924.22	2026–2027	4,06	0	0,4	1,63	26,71	27,27	27,83	28,57	28,57	28,57
				ПС 110 кВ Городская	ООО «СЗ «УК Трансстрой»	15.12.2022	20.1700.1902.22	2028–2029	2,92	0	0,4	1,17						
				ПС 110 кВ Городская	ТУ для ТП менее 670 кВт				2026	1,96	0	–						

### ПС 110 кВ Городская.

В настоящий момент на подстанции установлены две трансформаторные группы: группа 1Т и 4Т и группа 2Т и 3Т. Каждая группа подключена к шинам 110 кВ и 10 кВ подстанции через один общий для двух трансформаторов разъединитель 110 кВ и выключатель 10 кВ. Таким образом, в ПАР в качестве отключения одного трансформатора рассматривается отключение одной группы трансформаторов, так как по существующей схеме выполнить отключение одного трансформатора не представляется возможным.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,24 МВА. В ПАР отключения группы трансформаторов 1Т и 4Т нагрузка оставшейся в работе группы трансформаторов 2Т и 3Т превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 5,18 %. В ПАР отключения группы трансформаторов 2Т и 3Т нагрузка оставшейся в работе группы трансформаторов 1Т и 4Т не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 78,89 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов 1Т, 2Т, 3Т (4Т) при ТНВ  $-25,1^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,32 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,24 + 3,32 + 0 - 0 = 28,57 \text{ МВА.}$$

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  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующей группы трансформаторов 2Т и

3Т ПС 110 кВ Городская, оставшейся в работе после отключения группы трансформаторов 1Т и 4Т, на величину до 19,03 % (без ТП превышение до 5,18 %).

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  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующей группы трансформаторов 1Т и 4Т ПС 110 кВ Городская, оставшейся в работе после отключения группы трансформаторов 2Т и 3Т, и составляет 89,27 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Городская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения группы трансформаторов 1Т и 4Т на ПС 110 кВ Городская расчетный объем ГАО составит 4,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т на трансформатор мощностью не менее 16,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Городская с заменой существующих силовых трансформаторов 1Т, 2Т, 3Т мощностью 10 МВА каждый и 4Т мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 40 МВА. Данное техническое решение является избыточным в связи с тем, что нагрузка группы трансформаторов 1Т и 4Т ПС 110 кВ Городская не превышает  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 2Т 1×10 МВА на 1×25 МВА.

Итоговые технические решения в части необходимости сохранения напряжения 35 кВ на вновь устанавливаемом трансформаторе могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Тыва 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 Республики Тыва, 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 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Тыва

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	2×26 Мвар	2025	ПАО «Россети»

#### 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 12.

Таблица 12 – 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 одного трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	1×25 МВА	2025	ПАО «Россети»
2	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.

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

Таблица 13 – 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)	АО «Перспективные горнорудные проекты» (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	2025	Новая ПС 110 кВ Лунсин
3	Комплекс по добыче металлических руд	ООО «Кара-Бельдир»	0,0	15,0	110	2025	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 2026–2031 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва

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>Республика Тыва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1046	1219	1548	2009	2340	2350	2360
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	173	329	461	331	10	10
Годовой темп прироста, %	–	16,54	26,99	29,78	16,48	0,43	0,43
Доля потребления электрической энергии Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	1,9	2,1	2,5	3,2	3,6	3,5	3,4

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 Республики Тыва прогнозируется на уровне 2360 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 13,41 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Тыва прогнозируется в 2028 году и составит 461 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 29,78 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 и 2031 годах и составит 10 млн кВт·ч или 0,43 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Тыва учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

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

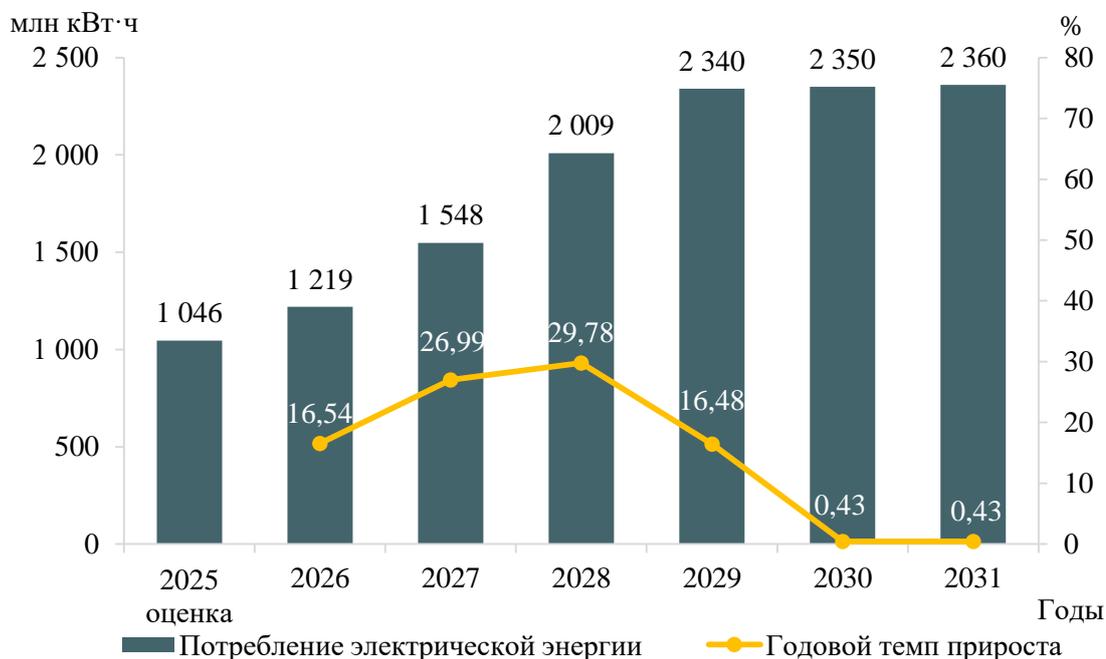


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Тыва и годовые темпы прироста

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 Ак-Сугском ГОКе.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Республике Тыва

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>Республика Тыва</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	196	251	319	321	323	325	327
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	182	233	297	299	300	302	304
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	51	63	2	2	2	2
Годовой темп прироста, %	–	28,06	27,09	0,63	0,62	0,62	0,62
Доля потребления мощности Республики Тыва в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва	2,4	2,8	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5738	5222	5218	6730	7790	7775	7760

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 Республики Тыва к 2031 году прогнозируется на уровне 304 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 8,66 %.

Наибольший абсолютный годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 63 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 27,09 %, что обусловлено вводом промышленных потребителей.

что обусловлено планируемым вводом объектов по добыче полезных ископаемых; наибольший годовой темп прироста прогнозируется в 2026 году и составит 28,06 %, что соответствует годовому приросту мощности 51 МВт. Наименьший прирост мощности ожидается с 2028 по 2031 годы и составит 2 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,62 %.

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 в 2031 году прогнозируется на уровне 7760 ч/год.

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

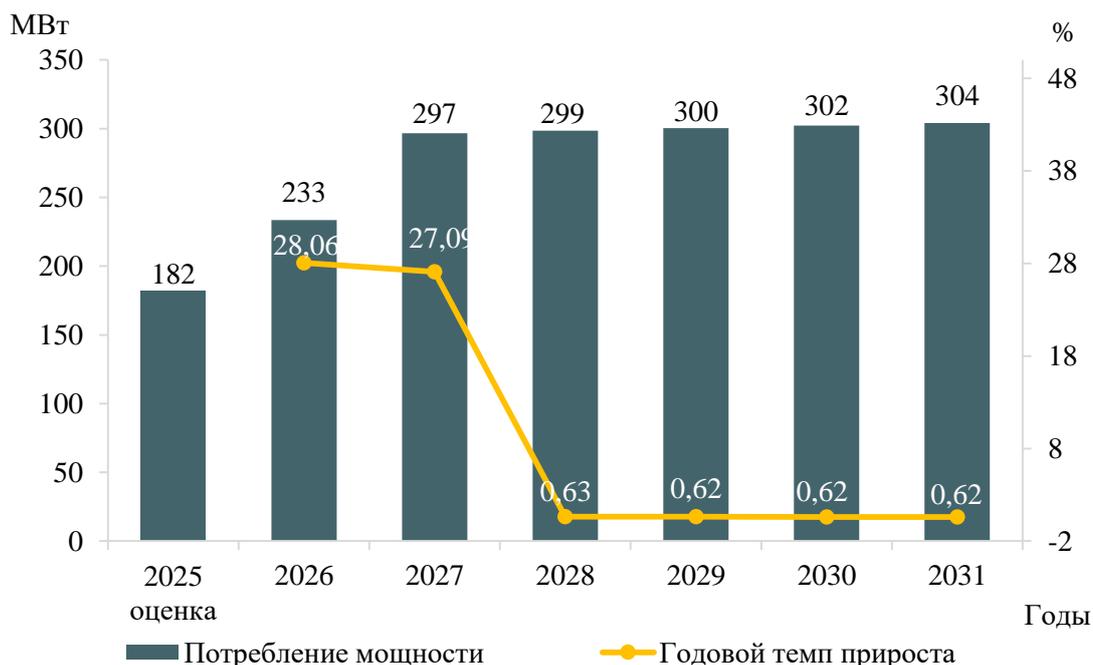


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Республики Тыва и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 47,6 МВт на СЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	–	–	47,6	–	–	47,6
СЭС	–	–	–	–	47,6	–	–	47,6

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в 2029 году в объеме 47,6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2031 году составит 64,6 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 100 % в 2024 году до 26,32 % в 2031 году, доля СЭС составит 73,68 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, представлена на рисунке 5.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	17	17	17	17	64,6	64,6	64,6
ТЭС	17	17	17	17	17	17	17
СЭС	–	–	–	–	47,6	47,6	47,6

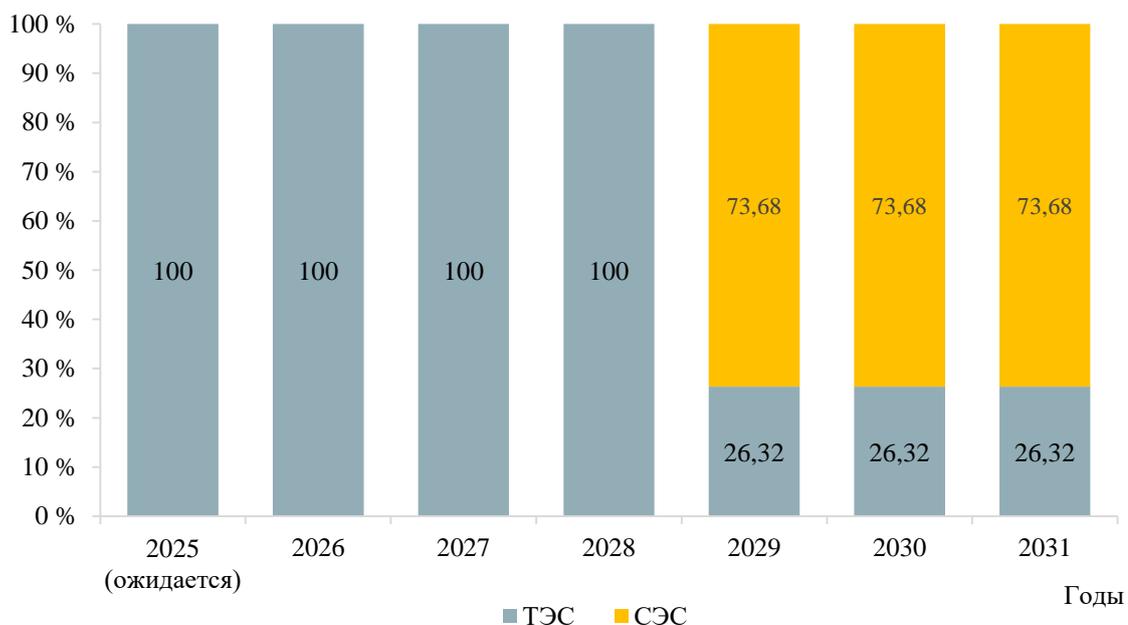


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва

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 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 18.

Таблица 18 – 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	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 <sup>1)</sup>	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 АО «Перспективные горнорудные проекты», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»</p>

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятие реализуется на территории Красноярского края и Республики 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 Республики Тыва**

В таблице 19 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 19 – 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	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
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
		ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	2×50	–	–	–	100		ООО «Кара-Бельдир»	–	15
		ПАО «Россети»	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				
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031			
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.	АО «Перспективные горнорудные проекты»	–	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 АО «Перспективные горнорудные проекты», 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, ММПС 220 кВ мощностью 40 МВА, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая и двух ШР (УШР) 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый	АО «Перспективные горнорудные проекты»	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. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Перспективные горнорудные проекты»	АО «Перспективные горнорудные проекты»	–	161		
		АО «Перспективные горнорудные проекты»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40						
		АО «Перспективные горнорудные проекты»	220	Мвар	2×70	–	–	–	–	–	–	–	140						
		АО «Перспективные горнорудные проекты»	220	Мвар	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126						

№ 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
5	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Туран – Туманная ориентировочной протяженностью 312,3 км	ПАО «Россети»	220	км	2×312,3	–	–	–	–	–	–	624,6	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 АО «Перспективные горнорудные проекты»	АО «Перспективные горнорудные проекты»	–	161
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. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Перспективные горнорудные проекты»	АО «Перспективные горнорудные проекты»	–	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	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 АО «Перспективные горнорудные проекты»	АО «Перспективные горнорудные проекты»	–	161
8	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Лунсин»	ООО «Лунсин»	–	24
		ПАО «Россети»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	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	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
9	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
10	Строительство ВЛ 110 кВ Мерген – Кара-Бельдир ориентировочной протяженностью 100 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	–	–	100	–	–	–	100	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 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
12	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Мерген – Лунсин ориентировочной протяженностью 70 км	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	км	–	–	–	2×70	–	–	–	140	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 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	–
14	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

№ 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				
15	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГКУ «Дирекция по строительству и эксплуатации объектов росграницы»	ФГКУ «Дирекция по строительству и эксплуатации объектов росграницы»	–	1,703

### **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 20.

Таблица 20 – 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	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	–	26	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Лунсин»
		ПАО «Россети»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	–	26	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой одного трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	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 АО «Перспективные горнорудные проекты», ООО «Лунсин»
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 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 21.

Таблица 21 – 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 Городская с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	<p>1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.</p> <p>2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности</p>

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

В таблице 22 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 22 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Строительство РУ 220 кВ СЭС с одним трансформатором 220/35/35 кВ мощностью 63 МВА	220	МВА	–	–	–	–	1×63	–	–	63	СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	47,6
2	Строительство оппайки от ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 0,4 км	220	км	–	–	–	–	0,4	–	–	0,4	СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	47,6

## **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 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) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

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 Республики Тыва по годам представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Тыва (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	9497,39	8206,43	9437,60	94,12	0,00	0,00	0,00	27235,53

## **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 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

В субъектах Российской Федерации – Иркутская область, 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 энергии<sup>1</sup>.

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 [7] 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 рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 10 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ОАО «Иркутская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 58 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов), ОГУЭП «Облкоммунэнерго» и АО «Братская электросетевая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 16 % и 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов соответственно).

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

---

<sup>1</sup> Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20.04.2024 № 987-р.

и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

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 [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 [8];

– 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 [9].

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 тарифов<sup>2</sup>, 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

---

<sup>2</sup> Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 30.11.2024 № 79-342-спр.

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;

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>3</sup>, 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.

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 24.

---

<sup>3</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 24 – 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/ЕВИТДА 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)
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 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Службы по тарифам Иркутской области от 30.11.2024 № 79-344-спр «О внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 ноября 2022 года № 79-684-спр» (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 Федерации<sup>4</sup>. 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 рассматриваемых

<sup>4</sup> 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).

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, 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.

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<sup>5</sup> не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – 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 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	5 %	4 %	3 %	1 %	1 %	1 %
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	-3,3 %	8,2 %	4,4 %	2,3 %	2,5 %	1,3 %

<sup>5</sup> Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

### 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 рассматриваемых субъектов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (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:	17497	12425	11616	9823	8650	8650
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)	6848	5272	3857	1173	–	–

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	18530	9765	14260	16652	12236	12236

### 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 27 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 27 – 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	50,2	62,5	71,3	77,5	84,3	90,3
НВВ	млрд руб.	67,5	68,6	68,3	69,1	72,6	74,9
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	17,3	6,1	-3,0	-8,4	-11,7	-15,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,91	1,04	1,14	1,21	1,28	1,36
Среднегодовой темп роста	%	–	115	109	106	106	106
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,22	1,14	1,09	1,08	1,10	1,12
Среднегодовой темп роста	%	–	94	95	99	102	102
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,31	0,10	-0,05	-0,13	-0,18	-0,23

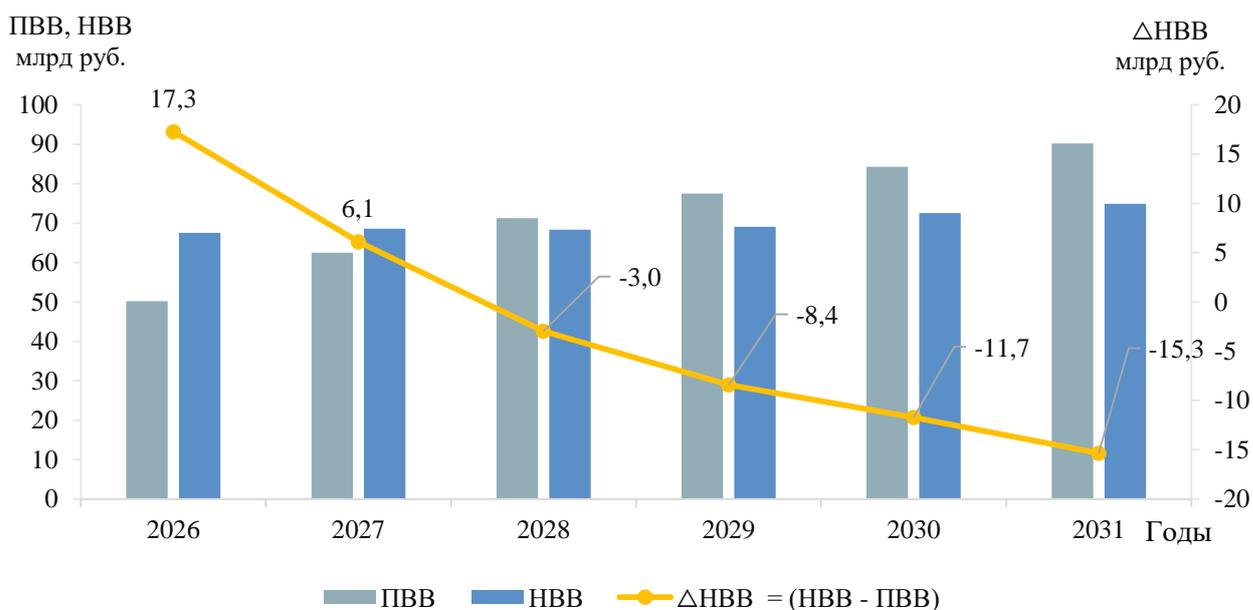


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 27, 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки в период 2026–2028 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период дефицита составляет 21,7–92,0 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

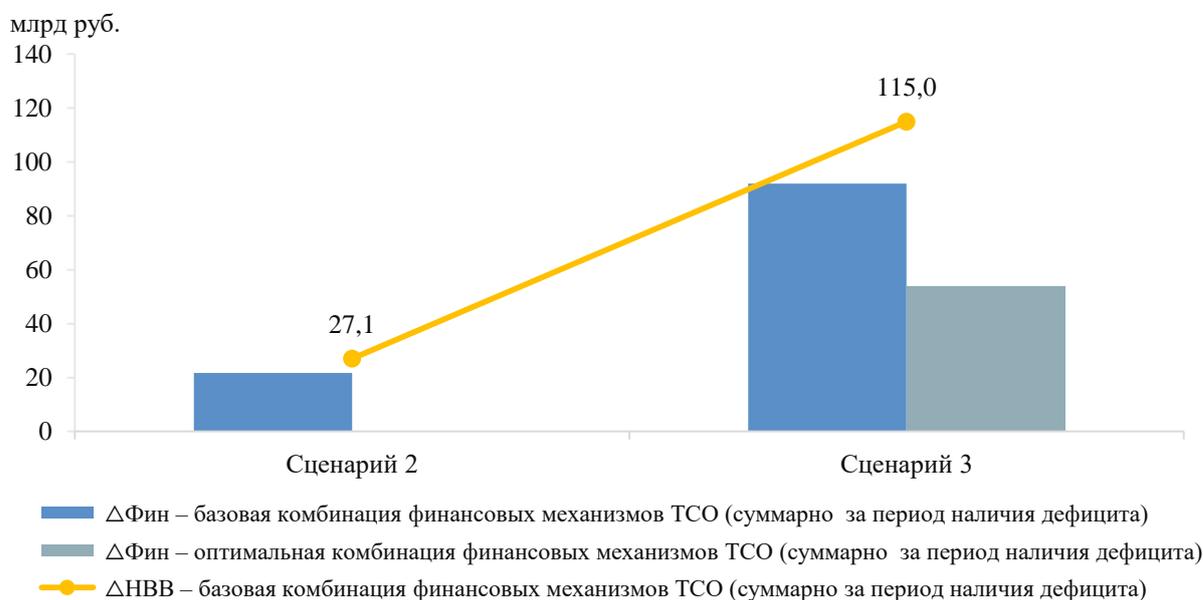


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	33 %	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %	40 %

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
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 ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 28) 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 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) 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 2031 году в объеме 2360 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 13,41 %.

Потребление мощности Республики Тыва к 2031 году увеличится и составит 304 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 8,66 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Тыва в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5218–7790 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Республики Тыва, в 2031 году составит 64,6 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 2025–2031 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Республики Тыва намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1107,105 км, трансформаторной мощности 723,0 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/](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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов,

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

7. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

8. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.08.2025).

9. 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/](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 <sup>1)</sup>	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 Республики Тыва													
Кызыльская ТЭЦ	АО «Кызыльская ТЭЦ»			Уголь, дизельное топливо									
		2	К-2,5-35		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	
		4	К-6-35		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
ГТП GVIE3315	ООО «Юнигрин Пауэр»			–									
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3315)						47,6	47,6	47,6	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–						47,6	47,6	47,6	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

**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 <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	110	Мвар	2×26	–	–	–	–	–	–	52	2025 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов	9649,22	5308,11
2	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой одного трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025 <sup>3)</sup>	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		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
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	2026 <sup>3)</sup>	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
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	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8413,78	8343,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
5	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 110 кВ Городская с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	270,80	270,80

#### Примечания

1<sup>1)</sup> 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<sup>2)</sup> 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<sup>3)</sup> 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.