

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ И АЛТАЙСКОГО
КРАЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	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 Энергоузел ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская	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	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	25
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	25
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	25
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	28
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	29
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	29
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	31
3.3 Прогноз потребления мощности	32
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	36
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	36
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 Алтай	38
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	40
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	42
5 Техничко-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	50
7.3 Результаты оценки тарифных последствий	51
7.4 Оценка чувствительности экономических условий	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	58
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.....	59

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
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

ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

- книга 1 «Республика Алтай»;
- книга 2 «Алтайский край».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края 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 Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай 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 Республики Алтай и Алтайского края 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 Республики Алтай и Алтайского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Республики Алтай и Алтайского края.

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

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго», в зону обслуживания которого входят территории Республики Алтай и Алтайского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края связана с энергосистемами:

– Кемеровской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Новосибирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): ВЛ 500 кВ в габаритах 1150 кВ – 1 шт.;

– Республики Казахстан (АО «KEGOC»): ВЛ 500 кВ – 3 шт. (одна из них в габаритах 1150 кВ), ВЛ 110 кВ – 5 шт. (одна из них в габаритах 220 кВ).

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Республики Алтай

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «БК «Манжерок»	12,5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, на 01.01.2025 составила 120,0 МВт на СЭС.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Республики Алтай, доля СЭС 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 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	120,0	–	–	–	–	120,0
СЭС	120,0	–	–	–	–	120,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в 2024 году составило 134,3 млн кВт·ч на СЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	146,0	150,7	145,1	142,5	134,3
СЭС	146,0	150,7	145,1	142,5	134,3

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10391	10839	10904	11138	11535
Годовой темп прироста, %	-2,04	4,31	0,60	2,15	3,56
Максимум потребления мощности, МВт	1756	1803	1947	1938	1929
Годовой темп прироста, %	-2,98	2,68	7,99	-0,46	-0,46
Число часов использования максимума потребления мощности, г/год	5917	6013	5600	5747	5980
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 06:00	25.01 07:00	08.12 07:00	14.12 06:00	20.02 06:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-13,0	-33,6	-27,4	-21,4	-25,5
<i>Республика Алтай</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	542	590	627	675	749
Годовой темп прироста, %	0,37	8,86	6,27	7,66	10,96
Доля потребления электрической энергии Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	5,2	5,4	5,8	6,1	6,5
Максимум потребления мощности, МВт	111	114	118	136	145
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, МВт	90	97	116	132	130
Годовой темп прироста, %	-8,16	7,32	20,1	13,8	-1,52
Доля потребления мощности Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	5,1	5,4	6,0	6,8	6,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6022	6108	5404	5114	5762

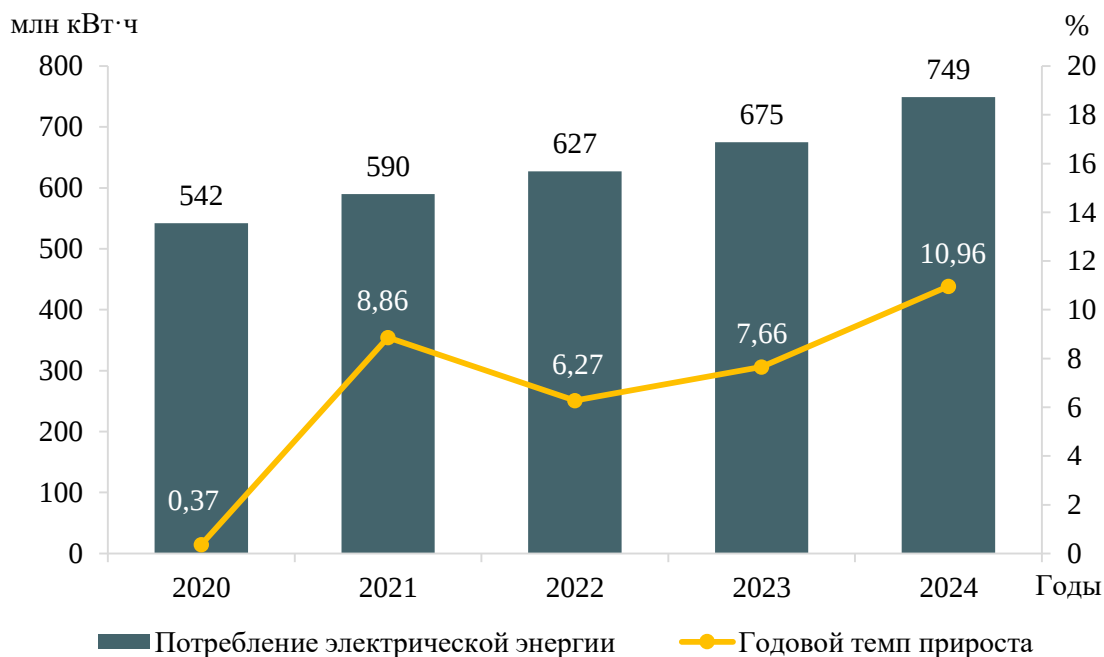


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Республики Алтай и годовые темпы прироста

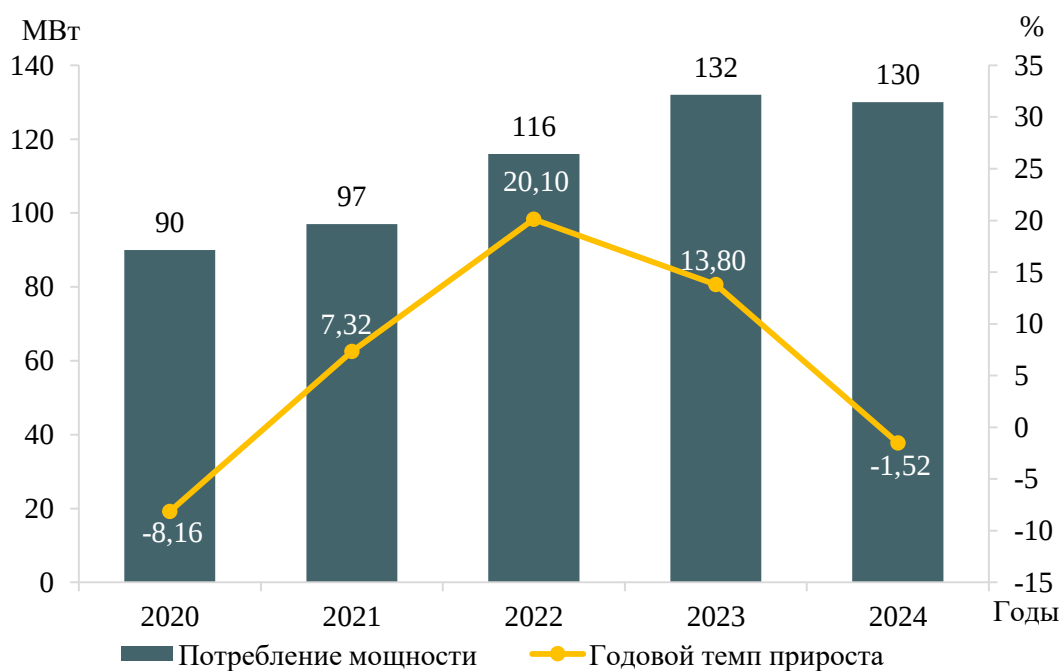


Рисунок 2 – Потребление мощности Республики Алтай и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края увеличилось на 927 млн кВт·ч и составило в 2024 году 11535 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,69 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 4,31 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,04 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края увеличился на 119 МВт и составил 1929 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,28 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 7,99 % в 2022 году; годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 2,98 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края был зафиксирован в 1990 году в размере 2557 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии Республики Алтай увеличилось на 209 млн кВт·ч и составило 749 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,76 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 10,96 % в 2024 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,37 %.

Доля Республики Алтай в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края увеличилась с 5,2 % в 2020 году до 6,5 % в 2024 году (или на 1,3 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Республики Алтай выросло на 32 МВт и составило 130 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 5,81 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности Республики Алтай составил 20,1 % в 2022 году; наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 8,16 %.

Доля Республики Алтай в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за ретроспективный период увеличилась: с 5,1 % до 6,7 % (или на 1,6 процентных пункта) в 2024 году.

Годовой режим потребления электрической энергии по Республике Алтай значительно менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в целом. Большая разуплотненность годового режима обуславливается значительной долей населения и сферы услуг в структуре потребления электрической энергии (до 75 %).

Исторический максимум потребления мощности Республики Алтай был зафиксирован в 2024 году в размере 145 МВт.

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

- увеличившимся туристическим потоком и ростом потребления в сфере услуг;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения максимального потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Алтай приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Алтай приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ Манжерокская – Чергинская с отпайкой на ПС Эликманарская (ВЛ МЧ-10) в пролетах опор № 15-16/2-16/1 протяженностью 0,515 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,515 км
2	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) в пролетах опор № 17(59)-15(61) протяженностью 0,587 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,587 км
3	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ Озерная – Сигнал с отпайкой на ПС Манжерокская от опоры № 16/1 до ПС 110 кВ Озерная протяженностью 0,198 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,198 км
4	110 кВ	Строительство участка ВЛ 110 кВ Чергинская – Озерная с отпайками от опоры № 16/1 до ПС 110 кВ Озерная протяженностью 0,198 км	ПАО «Россети Сибирь»	2024	0,198 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформатора Т-1-6,3 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2023	16 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озерная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2024	2×16 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформатора Т-2-6,3 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2024	16 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 Алтай к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергоузел ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская.

2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с отпайками превышает ДДТН на величину до 9 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 8,4 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км ¹⁾	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км ¹⁾

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Алтайского края и Республики Алтай.

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

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С	
		Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края	Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края (в границах Республики Алтай)
2020	16.12.2020	-12,1	-12,1
	17.06.2020	19,1	17,9
2021	15.12.2021	-13,6	-14,4
	16.06.2021	22,3	18,0
2022	21.12.2022	-7,4	-8,9
	15.06.2022	20,7	20,5
2023	20.12.2023	-5,7	-7,0
	21.06.2023	18,2	17,8
2024	18.12.2024	-15,9	-14,5
	19.06.2024	15,3	14,4

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Кебезеньская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	2,23	1,43	1,64	2,19	2,52	1,31	1,94	1,20	1,09	1,50	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	0,17	1,32	1,68	2,24	2,60	0,10	0,13	1,17	1,34	1,78	
2	ПС 110 кВ Майминская	110/10	T-1	115/11	25	8,73	8,76	8,39	11,02	11,24	5,81	6,43	5,36	8,47	8,55	0
			T-2	115/11	25	4,54	6,61	6,89	8,77	7,98	4,93	5,07	5,58	6,73	6,64	
3	ПС 110 кВ Манжерокская	110/10	T-1	115/38,5/11	10	2,30	1,82	2,93	6,16	10,66	0,71	1,34	1,68	2,29	4,47	0
			T-2	115/11	16	4,26	5,76	6,44	12,08	3,74	2,71	3,06	4,06	5,26	5,20	
4	ПС 110 кВ Усть-Коксинская	110/10	T-1	115/11	6,3	1,39	1,49	1,12	1,65	1,63	1,03	0,89	1,03	1,32	1,50	0
			T-2	115/11	6,3	3,44	3,52	3,77	4,50	5,19	2,65	2,87	2,91	2,71	3,40	
5	ПС 110 кВ Шебалинская	110/10	T-1	110/11	2,5	1,04	0,94	1,13	1,10	1,17	0,72	0,68	0,62	0,61	0,87	0
			T-2	110/11	2,5	1,55	1,69	1,71	1,73	1,66	1,15	1,15	1,19	1,13	1,52	
6	ПС 110 кВ Эликманарская	110/10	T-1	115/11	16	3,99	4,95	5,77	13,63	7,07	2,96	2,44	4,29	4,30	3,86	0
			T-2	115/11	16	3,43	4,76	5,63	0	8,27	2,35	1,82	2,56	4,57	5,80	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кебезеньская	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1984	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1989	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Майминская	T-1	ТРДН-25000/110/10	2008	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110/10	2013	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Манжерокская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1992	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1991	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Усть-Коксинская	T-1	ТМН-6300/110/10	1988	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1989	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Шебалинская	T-1	ТМН-2500/110/10	1979	79	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/110/10	1983	89	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
6	ПС 110 кВ Эликманарская	T-1	ТДН-16000/110/10	1986	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1981	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Кебезеньская	2024 / зима	5,12	ПС 110 кВ Кебезеньская	ООО «Алтай Виладж»	15.08.2022	20.0400.1301.22	2026	4,00	0	10	0,80	9,08	9,08	9,08	9,08	9,08	9,08
				ПС 110 кВ Кебезеньская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,35	0	–	0,14						
				ПС 110 кВ Кебезеньская	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	3,33	0	–	2,00						
				ПС 35 кВ Артыбашская	ООО «РЕКРЕАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ»	09.07.2020	20.0400.824.20	2026	1,00	0	10	0,20						
				ПС 35 кВ Артыбашская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	4,27	0	–	0,43						
2	ПС 110 кВ Майминская	2023 / зима	19,79	ПС 110 кВ Майминская	ООО СЗ «ВиноГрад»	11.08.2023	20.0400.369.23	2026	1,64	0	0,4	0,66	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10
				ПС 110 кВ Майминская	Физ. лицо	09.08.2023	20.2200.3103.23	2026	1,50	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ Майминская	АО «Дорожник»	30.12.2021	20.0400.2896.21	2026	1,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Майминская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	8,62	0	–	0,86						
				ПС 110 кВ Майминская	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	3,10	0	–	1,86						
3	ПС 110 кВ Манжерокская	2023 / зима	18,24	ПС 110 кВ Манжерокская	Физ. лицо	18.07.2022	20.0400.1430.22	2026	1,20	0	10	0,48	23,73	23,73	23,73	23,73	23,73	23,73
				ПС 110 кВ Манжерокская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	7,08	0	–	0,71						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Манжерокская	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	6,26	0	–	3,76						
4	ПС 110 кВ Усть-Коксинская	2024 / зима	6,82	ПС 110 кВ Усть-Коксинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	9,04	0	–	0,90	10,47	10,47	10,47	10,47	10,47	10,47
				ПС 110 кВ Усть-Коксинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	3,96	0	–	2,38						
5	ПС 110 кВ Шебалинская	2022 / зима	2,84	ПС 110 кВ Шебалинская	Физ. лицо	07.07.2023	20.0400.1687.23	2026	2,10	0	10	0,42	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	2,75	0	–	0,28						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	0,76	0	–	0,46						
6	ПС 110 кВ Эликманарская	2024 / зима	15,34	ПС 110 кВ Эликманарская	АО Компания «Проксима»	19.02.2024	20.0400.3876.23	2026	2,00	0	10	1,00	28,25	28,25	28,25	28,25	28,25	28,25
				ПС 110 кВ Эликманарская	Администрация Чемальского района	28.03.2024	20.0400.3214.23	2026	1,47	0	0,4	0,59						
				ПС 110 кВ Эликманарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	25,98	0	–	2,60						
				ПС 110 кВ Эликманарская	ТУ для ТП менее 670 кВт (электроотопление)			2026	12,38	0	–	7,43						

ПС 110 кВ Кебезеньская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 5,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 67,73 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -14,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,96 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,12 + 3,96 + 0 - 0 = 9,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кебезеньская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 20,10 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кебезеньская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кебезеньская расчетный объем ГАО составит 1,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,08 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Майминская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 19,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 63,33 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -7,0 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,79 + 5,31 + 0 - 0 = 25,10 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Майминская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 80,32 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Майминская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Манжерокская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 18,24 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 53,92 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 96,20 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -7,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 14,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,49 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,24 + 5,49 + 0 - 0 = 23,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Манжерокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 100,29 % (без ТП превышение до 53,92 %).

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 превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Манжерокская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 25,18 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Манжерокская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Манжерокская расчетный объем ГАО составит 4,77 МВА (11,88 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×10 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год (Т-1), 2026 год (Т-2).

ПС 110 кВ Усть-Коксинская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 6,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 90,24 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 13,00 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,82 + 3,65 + 0 - 0 = 10,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Усть-Коксинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 38,46 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Усть-Коксинская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Усть-Коксинская расчетный объем ГАО составит 2,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Шебалинская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 8,19 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,28 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП физического лица (договор ТП от 07.07.2023 № 20.0400.1687.23 заявленной мощностью 2,100 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×2,5 МВА на 2×6,3 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,84 + 1,28 + 0 - 0 = 4,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шебалинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 57,05 % (без ТП превышение до 8,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шебалинская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шебалинская расчетный объем ГАО составит 1,50 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 4,12 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. По информации ПАО «Россети Сибирь» на ПС 110 кВ Шебалинская предполагается перемещение трансформаторов 2×6,3 МВА, ранее установленных на ПС 110 кВ Эликманарская.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Эликманарская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 15,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 79,90 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 41,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,34 + 12,91 + 0 - 0 = 28,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Эликманарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 47,11 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эликманарская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Эликманарская расчетный объем ГАО составит 9,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 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 Алтай 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 Алтай, 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

Энергорайон ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Смоленская.

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением трехконцевой ЛЭП 110 кВ Бийская ТЭЦ-1 – Сигнал – Озерная с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) превышает АДТН на величину до 20 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 30 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 1,5 км.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

На этапе 2026 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2026 году в объеме до 6 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с установкой БСК 110 кВ мощностью 12,5 Мвар.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

На этапе 2027 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Чергинская – Озерная с отпайками превышает АДТН на величину до 4 %, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2027 году в объеме до 6 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Чергинская – Эликманарская (ВЛ ЧЕ-73) ориентировочной протяженностью 39,5 км (мероприятие реализуется на территории Алтайского края и Республики Алтай);

– реконструкция ПС 110 кВ Чергинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Чергинская с отпайками с увеличением пропускной способности.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

На этапе 2028 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I (II) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II (I) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская превышает АДТН на величину до 2 % в ячейках ПС 110 кВ Заречная. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2028 году в объеме до 5 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края);

- реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края).

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

На этапе 2029 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I (II) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II (I) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская превышает АДТН на величину до 2 % в ячейках ПС 220 кВ Бийская. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2029 году в объеме до 5 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 220 кВ Бийская с заменой выключателя, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края);

- реконструкция ПС 220 кВ Бийская с заменой выключателя, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края).

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2029 год.

На этапе 2030 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I (II) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II (I) цепь с отпайкой на ПС Угреньевская превышает АДТН на величину до 3 % в ячейках ПС 110 кВ Заречная. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2030 году в объеме до 6 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края);

– реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности (мероприятие реализуется на территории Алтайского края).

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2030 год.

На этапе 2031 года в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Заречная – Сростинская с отпайками (ВЛ ЗС-136), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ОПП – Майминская (ВЛ ОМ-139) превышает ДДТН на величину до 2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в 2031 году в объеме до 3 МВт.

Для исключения перспективных рисков ввода ГАО рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ОПП – Майминская (ВЛ ОМ-139) с увеличением пропускной способности.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2031 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Алтай, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Алтай

№ 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Жилые комплексы	Минрегионразвития Республики Алтай	1,0276	13,9724	110	2025	ПС 110 кВ Алтайская долина

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11505	12153	12619	12883	13023	13180	13263
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	648	466	264	140	157	83
Годовой темп прироста, %	–	5,63	3,83	2,09	1,09	1,21	0,63
<i>Республика Алтай</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	828	879	982	1064	1088	1116	1146
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	51	103	82	24	28	30
Годовой темп прироста, %	–	6,16	11,72	8,35	2,26	2,57	2,69
Доля потребления электрической энергии Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	7,2	7,2	7,8	8,3	8,4	8,5	8,6

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется на уровне 13263 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,01 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется в 2026 году и составит 648 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,63 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 83 млн кВт·ч или 0,63 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Алтай прогнозируется на уровне 1146 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 6,26 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Республики Алтай прогнозируется в 2027 году и составит 103 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 11,72 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 24 млн кВт·ч или 2,26 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Алтай учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

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



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

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Республики Алтай обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической инфраструктуры;
- тенденциями социально-экономического развития региона на период до 2031 года.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	2008	2106	2128	2174	2185	2198	2212
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	98	22	46	11	13	14

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Годовой темп прироста, %	–	4,88	1,04	2,16	0,51	0,59	0,64
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5730	5771	5930	5926	5960	5996	5996
<i>Республика Алтай</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	167	178	184	191	196	201	207
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	150	160	166	172	176	181	186
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	10	6	6	4	5	5
Годовой темп прироста, %	–	6,67	3,75	3,61	2,33	2,84	2,76
Доля потребления мощности Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края	7,5	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5520	5494	5916	6186	6182	6166	6161

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края к 2031 году прогнозируется на уровне 2212 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,97 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 98 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 4,88 %; годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 11 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,51 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 5996 ч/год.

Потребление мощности Республики Алтай к 2031 году прогнозируется на уровне 186 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,25 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 10 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 6,67 %; наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 4 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,33 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Алтай разуплотненный, в 2031 году число часов использования максимума потребления мощности прогнозируется на уровне 6161 ч/год.

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

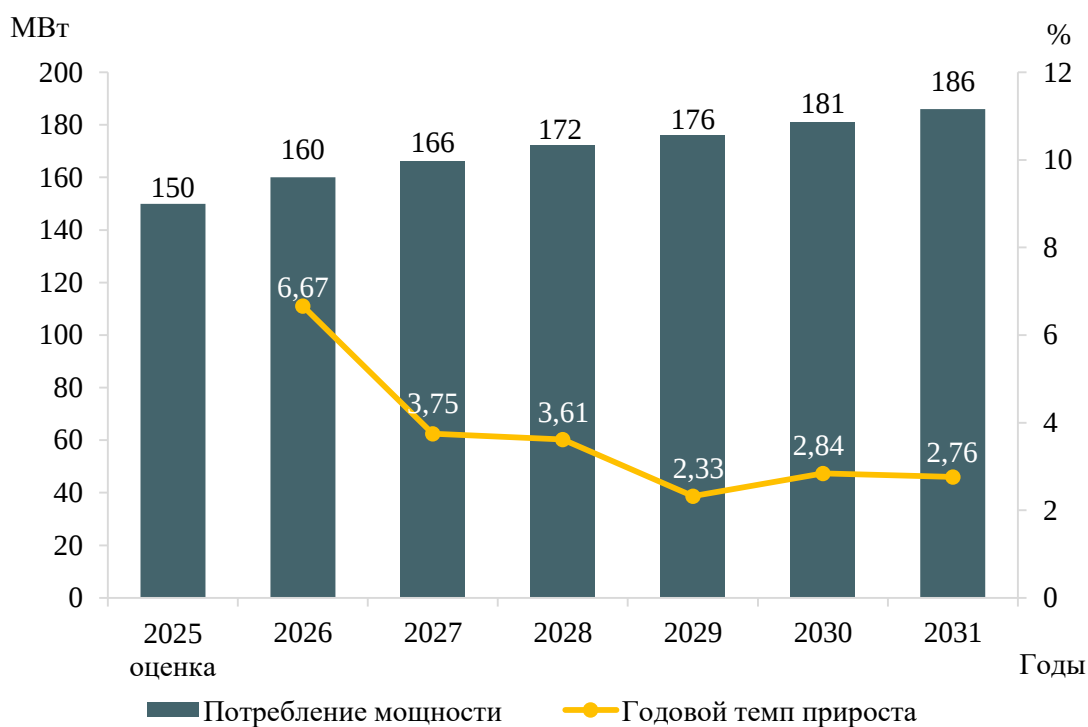


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Республики Алтай и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 120 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	120	120	120	120	120	120	120
СЭС	120	120	120	120	120	120	120

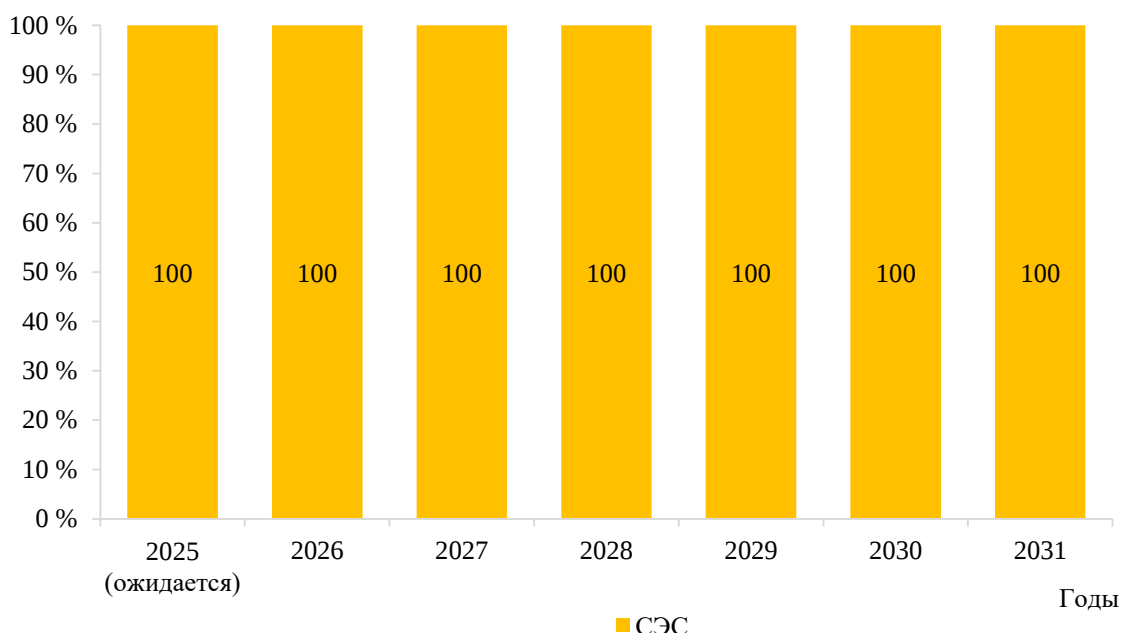


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, 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 16.

Таблица 16 – 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 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км ¹⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	14,89	–	–	–	–	–	–	14,89	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Алтайского края и Республики Алтай.

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 Алтай

В таблице 17 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 Алтай.

Таблица 17 – 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 Алтай

№ 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 отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I (II) цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ПС 110 кВ Алтайская Долина ориентировочной протяженностью 28 км	Министерство регионального развития Республики Алтай	110	км	28	–	–	–	–	–	–	28	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерства регионального развития Республики Алтай	Министерство регионального развития Республики Алтай	–	15,00
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Майминская – Алтайская Долина на участке от ПС 110 кВ Майминская до оп.1 ориентировочной протяженностью 0,371 км с увеличением пропускной способности	Министерство регионального развития Республики Алтай	110	км	0,371	–	–	–	–	–	–	0,371	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерства регионального развития Республики Алтай	Министерство регионального развития Республики Алтай	–	15,00
3	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица	Физ. лицо	–	2,100

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 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с установкой БСК 110 кВ мощностью 12,5 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	–	1×12,5	–	–	–	–	–	12,5	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Чергинская – Эликманарская (ВЛ ЧЕ-73) ориентировочной протяженностью 39,5 км ¹⁾	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	39,5	–	–	–	–	39,5	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Чергинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Чергинская с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ОПП – Майминская (ВЛ ОМ-139) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Алтайского края и Республики Алтай.

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 19.

Таблица 19 – 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 Кебезеньская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Манжерокская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	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
			110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лица
5	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Республики Алтай, 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 24.12.2024 № 46@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@;

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

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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 Алтай по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Алтай (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	30,18	1588,01	1200,23	1192,21	0,00	0,00	67,07	4077,70

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [6] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» филиал «Алтайэнерго» на территории Алтайского края (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 62 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 17 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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

¹ Поручение Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 09.01.2021 № АН-П51-120пр.

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 [7];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов², и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

² Решения Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 29.11.2022 № 531 и от 10.12.2024 № 374.

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 группы³, 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 21.

³ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 21 – 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/ЕВИТА 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 решением Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 10.12.2024 № 370 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Алтайского края и Республики Алтай, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2025–2029 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴. 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

⁴ 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).

расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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 23.

Таблица 23 – 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:	3086	2613	2838	1577	1685	1633
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)	1614	1343	1702	–	107	56
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3010	1186	6602	2118	2225	2174

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 24 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 24 – 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.	23,7	26,7	28,8	30,4	32,2	33,8
НВВ	млрд руб.	24,1	25,8	26,5	27,0	27,3	28,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,4	-0,9	-2,4	-3,5	-4,9	-4,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,86	3,11	3,29	3,44	3,59	3,74
Среднегодовой темп роста	%	—	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,91	3,01	3,02	3,05	3,04	3,19
Среднегодовой темп роста	%	—	103	100	101	100	105
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,05	-0,11	-0,27	-0,39	-0,55	-0,55

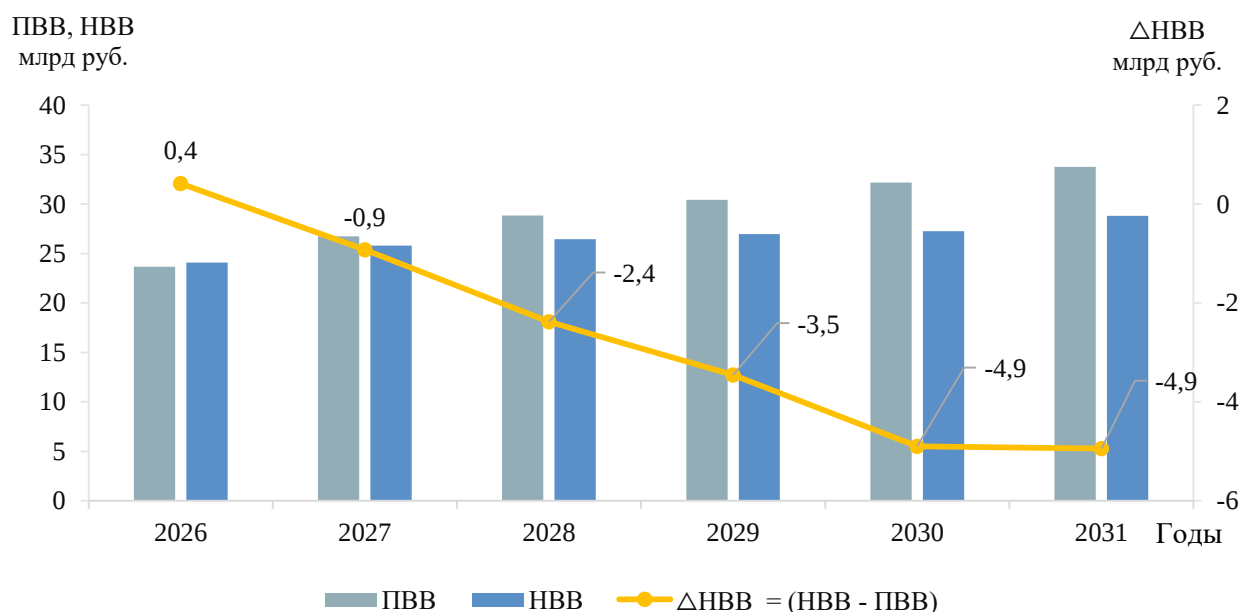


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 24, 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 (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки 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 указанном сценарии суммарно за период составляет 17,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	36 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 9,7 млрд руб. 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) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 25).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на территории Республики Алтай, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на территории Республики Алтай, 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 Алтай оценивается в 2031 году в объеме 1146 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,26 %.

Потребление мощности Республики Алтай к 2031 году увеличится и составит 186 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,25 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Алтай в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5494–6186 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в 2031 году составит 120 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Республики Алтай намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 79,261 км, трансформаторной мощности 106,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края, территория Республики Алтай													
Кош-Агачская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		—	—		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Кош-Агачская СЭС-2	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		—	—		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Усть-Канская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		—	—		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Онгудайская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		—	—		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Майминская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		—	—		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Ининская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		—	—		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Усть-Коксинская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		4 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		—	—		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Чемальская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			—									
		—	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		—	—		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Кебезеньская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	423,77	423,77
2	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Манжерокская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	507,54	507,54
				ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2026 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	420,68	420,68
4	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	45,82	15,77
5	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	642,10	642,10
6	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай, Алтайский край	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	14,89	–	–	–	–	–	–	14,89	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	552,50	552,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
7	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай, Алтайский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Чергинская – Эликманарская (ВЛ ЧЕ-73) ориентировочной протяженностью 39,5 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	39,5	–	–	–	–	39,5	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1459,27	1459,27
8	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	56,86	56,86
9	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с установкой БСК 110 кВ мощностью 12,5 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	–	1×12,5	–	–	–	–	–	12,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	96,16	96,16
10	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Чергинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Чергинская с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	57,17	57,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ОПП – Майминская (ВЛ ОМ-139) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	67,07	67,07

Примечания

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

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

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