

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ И АЛТАЙСКОГО  
КРАЯ

КНИГА 2

АЛТАЙСКИЙ КРАЙ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
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 .....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Заречная – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Предгорная .....	15
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.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
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 .....	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	27
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	27
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	28
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	28
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 .....	29
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	30
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	30
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	32
3.3	Прогноз потребления мощности .....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	35
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	37
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	37
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 Алтайского края .....	39
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	41
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 .....	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети .....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию .....	46
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	47
7.1	Основные подходы .....	47
7.2	Исходные допущения .....	48
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства .....	51
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	52
7.4	Оценка чувствительности экономических условий .....	54
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	56
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	57

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	59
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	61

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
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
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 2025–2030 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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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 – 5 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 «КЕГОС»): 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 Алтайского края, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

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

Наименование потребителя	Максимальное потребления мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	118,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Алтай-Кокс»	34,0
Рубцовский филиал АО «Алтайвагон»	21,0
АО «Сибирь-Полиметаллы»	16,0
АО «Барнаултрансмаш»	14,0
ООО ТК «Толмачевский» (ОП «Алтайский»)	14,0



Наименование потребителя	Максимальное потребления мощности, МВт
ООО «Нортек»	12,0
«Бийский олеумный завод» – филиал ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова»	10,0

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, на 01.01.2024 составила 1576,3 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Алтайского края, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1576,3	–	–	–	–	1576,3
ТЭС	1576,3	–	–	–	–	1576,3

### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2023 году составило 6745,3 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	6216,6	5640,1	5829,9	6644,0	6745,3
ТЭС	6216,6	5640,1	5829,9	6644,0	6745,3

## 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 Алтайскому краю 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 Алтайскому краю

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10608	10391	10839	10904	11138
Годовой темп прироста, %	-1,74	-2,04	4,31	0,60	2,15
Максимум потребления мощности, МВт	1810	1756	1803	1947	1938
Годовой темп прироста, %	-5,29	-2,98	2,68	7,99	-0,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5861	5917	6013	5600	5747
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	08.02 06:00	10.12 06:00	25.01 07:00	08.12 07:00	14.12 06:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-32,6	-13,0	-33,6	-27,4	-21,4
<i>Алтайский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10068	9849	10249	10277	10464
Годовой темп прироста, %	-1,77	-2,18	4,06	0,27	1,82
Доля потребления электрической энергии Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	94,9	94,8	94,6	94,2	93,9
Максимум потребления мощности, МВт	1712	1666	1706	1831	1806
Потребление мощности (совмещенное) Алтайского края на час прохождения максимума энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, МВт	1712	1666	1706	1831	1806
Годовой темп прироста, %	-5,31	-2,69	2,40	7,33	-1,37
Доля потребления мощности Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	94,6	94,9	94,6	94,0	93,2
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5881	5912	6008	5613	5794

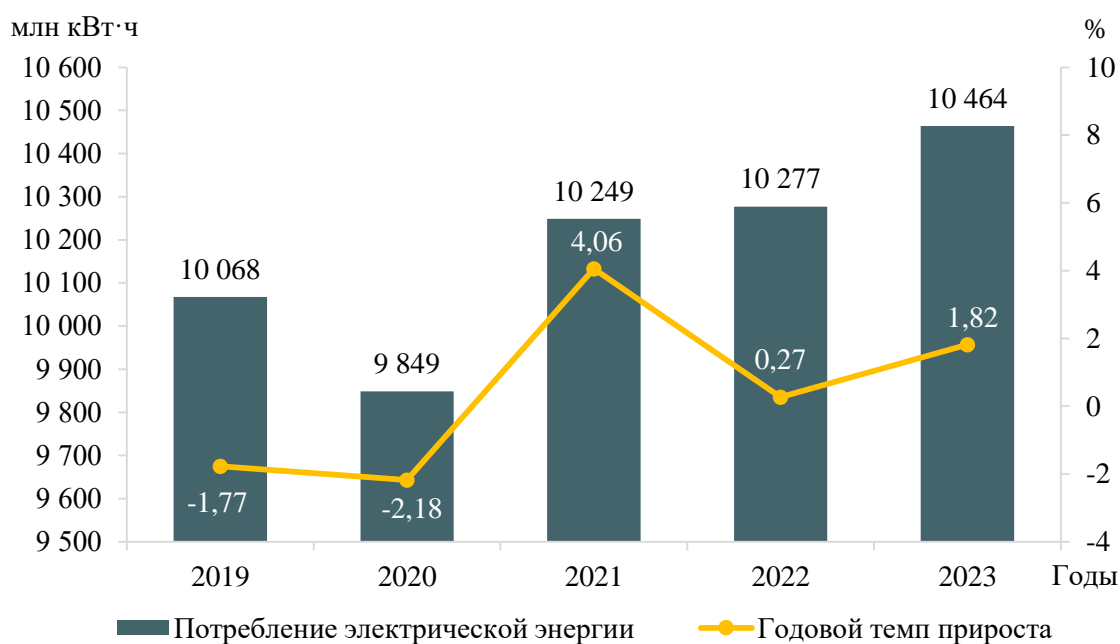


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Алтайского края и годовые темпы прироста

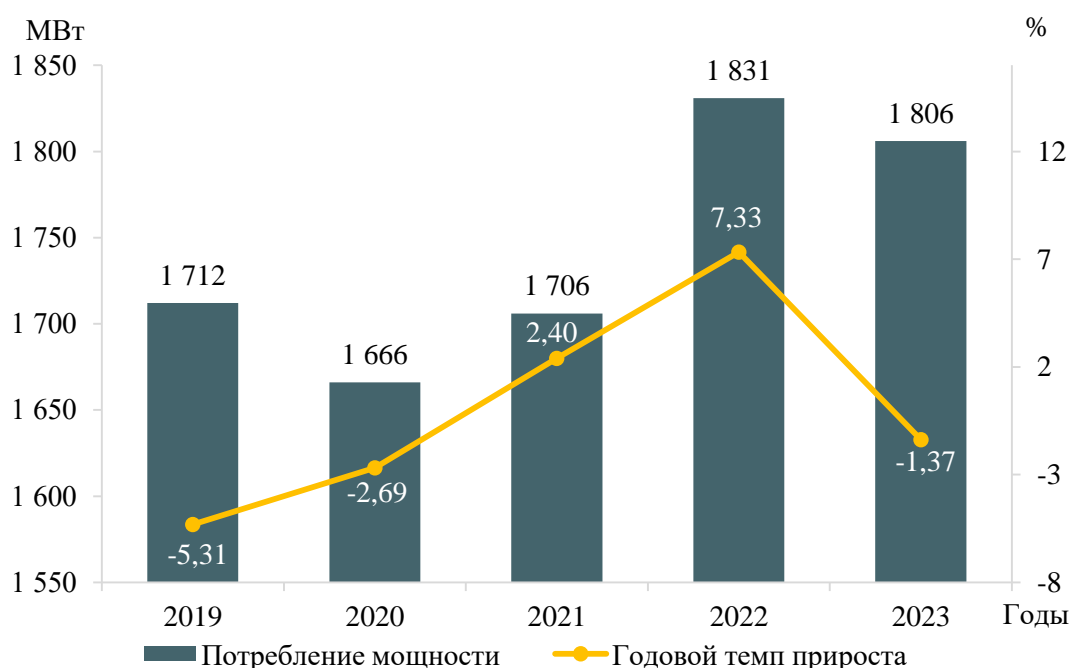


Рисунок 2 – Потребление мощности Алтайского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края увеличилось на 343 млн кВт·ч и составило в 2023 году 11138 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,63 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,31 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,04 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края увеличился на 27 МВт и составил 1938 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,28 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,99 % в 2022 году; наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 5,29 %.

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Алтайского края увеличилось на 215 млн кВт·ч и составило 10464 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,42 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,06 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,18 %.

Доля Алтайского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края снизилась с 94,9 % в 2019 году до 93,9 % в 2023 году (или на 1,0 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Алтайского края снизилось на 2 МВт и составило 1806 МВт. Прирост мощности соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,02 %.

Доля Алтайского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за ретроспективный период снизилась: с 94,6 % до 93,2 % (или на 1,4 процентных пункта) в 2023 году.

Наибольший годовой прирост мощности Алтайского края составил 7,33 % в 2022 году; наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 5,31 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Алтайского края практически совпадает с режимом энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края в целом ввиду его значимой доли в общем потреблении мощности энергосистемы.

Исторический максимум потребления мощности Алтайского края был зафиксирован в 1990 году в размере 2487 МВт.

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

– разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств: ростом потребления в машиностроительном производстве, при снижении потребления в металлургическом и в химическом производствах;

– разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;

– введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

## **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 Алтайского края приведен в таблице 5, перечень изменений

состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Алтайского края приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь до ПС 110 кВ Сибирская монета протяженностью 4,37 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	4,37 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь до ПС 110 кВ Сибирская монета протяженностью 4,37 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	4,37 км
3	110 кВ	Строительство нового участка отпайки от КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Сиреневая общей протяженностью 0,675 км для переноса электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,675 км
4	110 кВ	Строительство нового участка отпайки от КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Власиха II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Сиреневая общей протяженностью 0,669 км для переноса электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,669 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сибирская монета с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2×25 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (после реконструкции присвоено диспетчерское наименование ПС 110 кВ Северная новая)	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2×16 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Новоалтайская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	32 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Николаевская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	2,5 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Романово с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	6,3 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Смазнево с установкой второго трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Алтайская с заменой трансформатора Т1 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ БШЗ с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/ кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания»	2022	2×25 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Потеряевская с заменой трансформаторов Т1 110/6 кВ и Т2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Сибирь-Полиметаллы»	2022	2×16 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Камышенская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2022	2,5 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Саввушинская с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2023	6,3 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 Алтайского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергоузел ПС 110 кВ Заречная – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Предгорная.

2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Заречная – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Предгорная

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

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ теплой зимы в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Заречная – Сrostинская с отпайками (ВЛ ЗС-136) (ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137)), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137) (ВЛ 110 кВ Заречная – Сrostинская с отпайками (ВЛ ЗС-136)) превышает АДТН на величину до 29 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 19 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Заречная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – Сrostинская с отпайками (ВЛ ЗС-136) с действием на ОН в объеме не менее 19 МВт при ТНВ -5 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137) с действием на ОН в объеме не менее 19 МВт при ТНВ -5 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Заречная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – Сrostинская с отпайками (ВЛ ЗС-136); АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137)</p>



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

### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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 Алтайского края)
2019	18.12.2019	-11,7	-11,5
	19.06.2019	15,8	15,8
2020	16.12.2020	-12,1	-12,0
	17.06.2020	19,1	19,1
2021	15.12.2021	-13,6	-13,5
	16.06.2021	22,3	22,5
2022	21.12.2022	-7,4	-7,3
	15.06.2022	20,7	20,8
2023	20.12.2023	-5,7	-5,6
	21.06.2023	18,2	18,2

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

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

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

#### 2.2.1.1 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 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, 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 пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Быстрянка	110/10	T-1	110/11	2,5	0,68	1,04	0,94	1,08	1,13	0,78	0,98	1,52	0	1,05	0
			T-2	110/10,5	2,5	1,32	0,70	0,83	1,43	1,72	1,35	1,49	0,04	1,62	1,25	
2	ПС 110 кВ Волчихинская	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	6,3	4,45	4,18	4,57	4,05	4,49	3,36	2,95	3,40	3,49	3,61	0
			T-2	115/38,5/10,5	10	2,46	2,46	2,83	3,01	2,65	2,21	4,11	2,27	5,31	2,14	
3	ПС 110 кВ Предгорная	110/10	T-1	115/11	6,3	1,53	1,68	1,80	1,63	2,08	0,93	1,09	1,31	1,58	1,50	0
			T-2	115/38,5/10,5	10	6,18	6,06	6,09	6,20	6,79	4,99	4,62	4,78	4,85	4,44	
4	ПС 110 кВ Угреньевская	110/10	T-1	115/11	2,5	0,82	0,91	1,45	1,60	1,54	1,44	0	0	2,46	2,11	0,69
			T-2	110/11	2,5	1,24	1,04	1,33	1,27	1,07	0	1,43	2,19	0	0	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Быстрянка	T-1	ТМН-2500/110/10	1996	83	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТАМГ-2500/110/10	1987	84	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Волчихинская	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1972	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1983	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Предгорная	T-1	ТМН-6300/110/10	1974	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Угреньевская	T-1	ТМН-2500/110/10	1983	83	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/110/10	1988	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Быстрянка	2023 / зима	2,85	ПС 110 кВ Быстрянка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,11	0	–	0,01	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86	2,86
2	ПС 110 кВ Волчихинская	2022 / лето	8,80	ПС 110 кВ Волчихинская	ООО «Евдокия»	03.02.2022	20.2200.121.22	2025	0,84	0	10	0,59	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48
				ПС 110 кВ Волчихинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,25	0	–	0,02						
3	ПС 110 кВ Предгорная	2023 / зима	8,87	ПС 110 кВ Предгорная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,82	0	–	0,08	8,96	8,96	8,96	8,96	8,96	8,96
4	ПС 110 кВ Угреньевская	2022 / зима	2,87	ПС 110 кВ Угреньевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,05	0	–	0,01	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88

### ПС 110 кВ Быстрянка.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 2,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 8,65 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] 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 0,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,85 + 0,01 + 0 - 0 = 2,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом 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 Быстрянка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 9,09 % (без ТП превышение до 8,65 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Быстрянка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Быстрянка расчетный объем ГАО составит 0,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 2,86 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Волчихинская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 8,80 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 40,65 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 88,61 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 20,8$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,993.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,68 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 8,80 + 0,68 + 0 - 0 = 9,48 \text{ МВА.}$$

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  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Волчихинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 51,54 % (без ТП превышение до 40,65 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Волчихинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 95,47 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волчихинская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Волчихинская расчетный объем ГАО составит 3,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,48 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Предгорная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 8,87 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 19,52 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 75,30 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,178.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,09 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 8,87 + 0,09 + 0 - 0 = 8,96 \text{ МВА.}$$

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  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Предгорная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 20,75 % (без ТП превышение до 19,52 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Предгорная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 76,07 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Предгорная ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Предгорная расчетный объем ГАО составит 1,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Угреньевская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 9,45 %.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,69 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 2,18 МВА (83,16 % от  $S_{\text{ддн}}$ ).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,87 + 0,01 + 0 - 0,69 = 2,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,69 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Угреньевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 83,38 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Сибирь» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Угреньевская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×2,5 МВА на 2×4 МВА).

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.



Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ КМК	110/10	T-1	110/11	15	8,63	8,96	9,12	10,21	11,96	6,54	6,30	6,09	7,13	6,98	0
			T-2	110/11	15	7,64	8,28	9,09	9,25	7,89	3,57	4,06	4,25	4,72	4,18	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ КМК	T-1	ТДН-15000/110/10	1988	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-15000/110/10	1990	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ КМК	2023 / зима	19,85	ПС 110 кВ КМК	ООО «Контур»	21.10.2022	20.2200.5047.22	2025	4,90	0	10	4,41	28,12	28,73	28,73	28,73	28,73	28,73
				ПС 110 кВ КМК	ООО «Центр-энергострой»	03.10.2022	20.2200.4814.22	2025	4,90	0	10	1,96						
				ПС 110 кВ КМК	ИП Никитин Евгений Геннадьевич	13.10.2021	20.2200.4082.21	2025	0,90	0	10	0,63						
				ПС 110 кВ КМК	ООО «Комплект-М»	22.09.2022	20.2200.438.22	2026	0,80	0	10	0,16						
				ПС 110 кВ КМК	АО «Алтайские макаронны»	26.12.2023	20.2200.5459.23	2026	0,77	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ КМК	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,44	0	–	0,44						

### ПС 110 кВ КМК.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый. Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2019–2023 годов выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 19,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 12,34 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} -5,6^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,178.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,85 + 8,88 + 0 - 0 = 28,73 \text{ МВА.}$$

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 (Т-2) ПС 110 кВ КМК, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 62,57 % (без ТП превышение до 12,34 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ КМК ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ КМК расчетный объем ГАО составит 11,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, реконструкция ПС 110 кВ КМК в части замены двух существующих трансформаторов 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ большей мощности потребует комплексной реконструкции подстанции. Возможность резервирования потребителей, запитанных с ПС 110 кВ КМК, на период ее реконструкции в объеме, необходимом для разгрузки трансформаторного оборудования до допустимых значений, отсутствует. Проведение работ на данной ПС в требуемом объеме в существующих границах ПС невозможно, а возможность расширения территории ПС 110 кВ КМК отсутствует.

Учитывая вышеизложенное, сетевая организация предлагает к реализации альтернативное техническое решение – строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительство

заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый (разгрузка ПС 110 кВ КМК будет осуществлена путем перевода части нагрузки на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Ковыльная).

Для снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ КМК ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  необходимо осуществить перевод нагрузки на новый центр питания в объеме не менее величины расчетного объема ГАО в случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ КМК – 11,06 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Центрэнергострой» договор ТП от 03.10.2022 № 20.2200.4814.22 заявленной мощностью 4,90 МВт, ООО «Контур» договор ТП от 21.10.2022 № 20.2200.5047.22 заявленной мощностью 4,90 МВт, ИП Никитин Евгений Геннадьевич договор ТП от 13.10.2021 № 20.2200.4082.21 заявленной мощностью 0,90 МВт, ООО «Комплект-М» договор ТП от 22.09.2022 № 20.2200.438.22 заявленной мощностью 0,80 МВт, АО «Алтайские макароны» договор ТП от 26.12.2023 № 20.2200.5459.23 заявленной мощностью 0,77 МВт) к ПС 110 кВ КМК предусмотрены мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

### 2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 15 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 15 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 15 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Сибирь»	Реконструкция ПС 110 кВ Третьяковская с установкой второго силового трансформатора (Т-2) 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и установкой выключателей 110 кВ (2 шт.) и 35 кВ (1 шт.)
2	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство ВЛ 110 кВ Сидоровская – Завьяловская ориентировочной протяженностью 40 км

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
3	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство ВЛ 110 кВ Гальбштадская – Бурлинская ориентировочной протяженностью 50 км
4	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство ВЛ 110 кВ Куяганская – Солонешенская ориентировочной протяженностью 56,8 км

## 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

#### ПС 1150 кВ Алтай и ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства:

- промежуточного ПП 500 кВ Новолокти (на территории Тюменской области);

- ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (на территории Новосибирской области);

- ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км;

- ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км;

- ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км;

- ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км;

- расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая для ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая и ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук;

- расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

Дополнительно для сокращения перетока активной мощности через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская рекомендуется реализация комплекса мероприятий для обеспечения возможности раздела электрической сети и обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электрмагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 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 2025–2030 годы**

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

В таблице 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Алтайского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Алтайского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Объекты игровой зоны «Сибирская монета»	Управление АК по развитию туристско-рекреационного и санаторно-курортного комплексов	0,5	23,5	10	2024	ПС 110 кВ Сибирская монета
2	Троицкий механический завод	ООО «Троицкий механический завод»	3,4	10,0	10	2024	ПС 220 кВ Троицкая

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю на период 2025–2030 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11600	11619	11666	11768	11892	11938	12015
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	19	47	102	124	46	77
Годовой темп прироста, %	–	0,16	0,40	0,87	1,05	0,39	0,64
<i>Алтайский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10880	10903	10931	11022	11133	11169	11234
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	23	28	91	111	36	65
Годовой темп прироста, %	–	0,21	0,26	0,83	1,01	0,32	0,58
Доля потребления электрической энергии Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	93,8	93,8	93,7	93,7	93,6	93,6	93,5

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется на уровне 12015 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,09 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется в 2028 году и составит 124 млн кВт·ч или 1,05 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 19 млн кВт·ч или 0,16 %.

Потребление электрической энергии по территории Алтайского края прогнозируется на уровне 11234 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Алтайского края прогнозируется в 2028 году и составит 111 млн кВт·ч или 1,01 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 23 млн кВт·ч или 0,21 %.



При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Алтайского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

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



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Алтайского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по Алтайскому краю обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической инфраструктуры;
- тенденциями социально-экономического развития региона на период до 2030 года.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1977	2008	2024	2041	2060	2075	2091
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	31	16	17	19	15	16
Годовой темп прироста, %	–	1,57	0,80	0,84	0,93	0,73	0,77
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5867	5786	5764	5766	5773	5753	5746
<i>Алтайский край</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1842	1862	1872	1884	1897	1908	1920
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	1842	1862	1872	1884	1897	1908	1920
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	20	10	12	13	11	12
Годовой темп прироста, %	–	1,09	0,54	0,64	0,69	0,58	0,63
Доля потребления мощности Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края	93,2	92,7	92,5	92,3	92,1	92,0	91,8
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5907	5856	5839	5850	5869	5854	5851

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края к 2030 году прогнозируется на уровне 2091 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,09 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 31 МВт или 1,57 %; наименьший – 15 МВт или 0,73 % в 2029 году.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 5746 ч/год.

Максимум потребления мощности Алтайского края к 2030 году прогнозируется на уровне 1920 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,88 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 20 МВт или 1,09 %; наименьший прирост мощности – 10 МВт или 0,54 % в 2026 году.

Годовой режим потребления электрической энергии Алтайского края схож по плотности с режимом потребления электрической энергии в целом по энергосистеме

Республики Алтай и Алтайского края. Число часов использования потребления мощности Алтайского края прогнозируется в 2030 году на уровне 5851 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

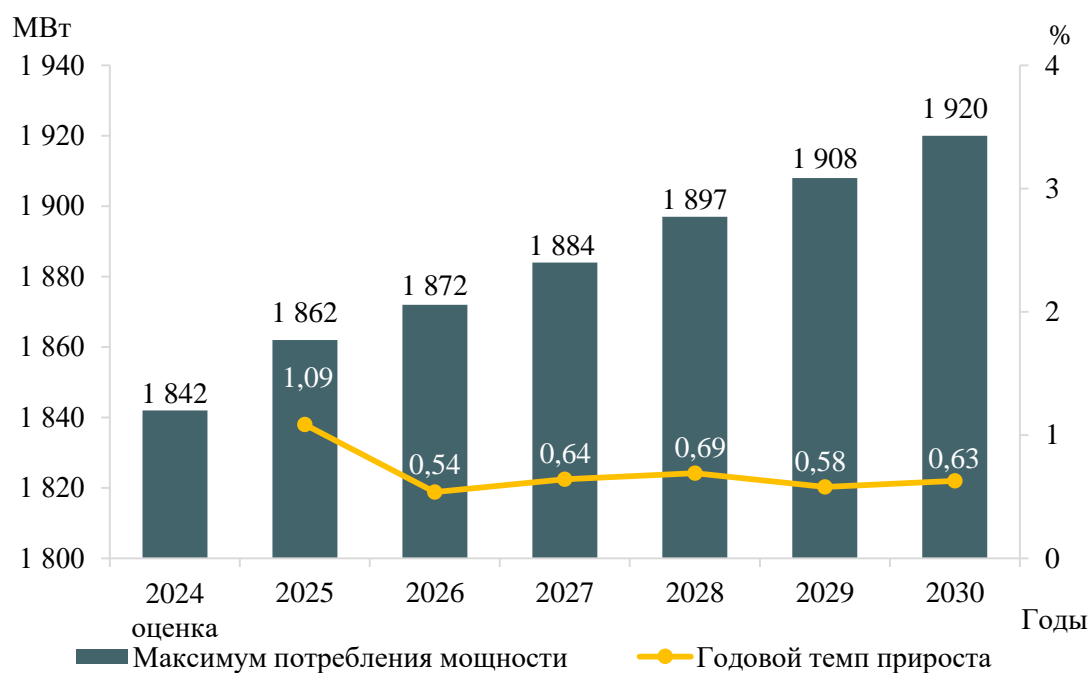


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт на Барнаульской ТЭЦ-3.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2030 году составит 1586,3 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, представлена на рисунке 5.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3
ТЭС	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3

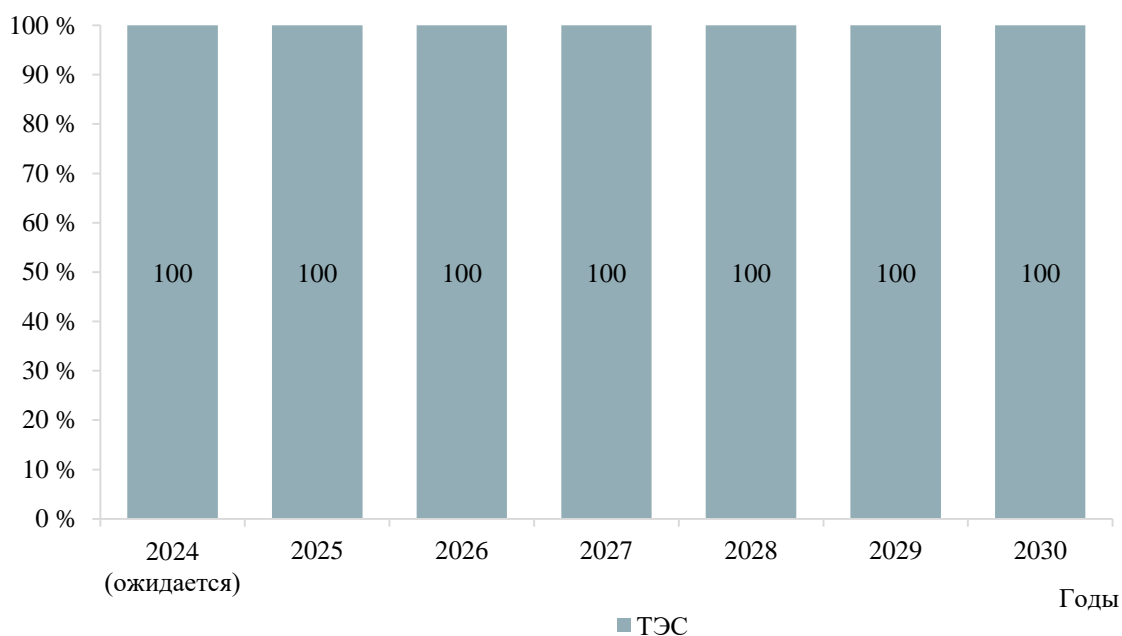


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Создание на ПС 110 кВ Заречная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – Сростинская с отпайками (ВЛ ЗС-136); – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – ОПШ с отпайками (ВЛ ЗО-137)	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 110 кВ Смоленская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская I цепь с отпайками (ВЛ СС-107); АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская II цепь с отпайками (ВЛ СС-108) <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечание – <sup>1)</sup> Обоснование мероприятия приведено в книге 1 «Республика Алтай» обосновывающих материалов Схемы и программы развития энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на 2025–2030 годы.

**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 Алтайского края**

В таблице 21 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 Алтайского края.

Таблица 21 – 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 Алтайского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Центрэнергострой», ООО «Контур», АО «Алтайские макароны», ИП Никитин Евгений Геннадьевич и т. д.	ООО «Центр-энергострой»	–	4,90
														ООО «Контур»	–	4,90
														АО «Алтайские макароны»	–	0,77
2	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,085	–	–	–	–	–	–	0,17		ИП Никитин Евгений Геннадьевич	–	0,90
														ООО «Комплект-М»	–	0,80



### **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 22.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180+60	–	–	360+60	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

**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 23.

Таблица 23 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Быстрянка 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 4 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Волчихинская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Центрэнергострой», ООО «Контур», АО «Алтайские макароны», ИП Никитин Евгений Геннадьевич и т. д.
5	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,085	–	–	–	–	–	–	0,17	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 потребителей ООО «Центрэнергострой», ООО «Контур», АО «Алтайские макароны», ИП Никитин Евгений Геннадьевич и т. д.

## **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 Алтайского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

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

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 28.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) 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 прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Алтайского края по годам представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Алтайского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	111	8884	10600	11319	11894	–	–	42809

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

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

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

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

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

На текущий 2024 год на территории Алтайского края осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 67 % в суммарной НВВ сетевых организаций Алтайского края) и АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 21 % в суммарной НВВ сетевых организаций Алтайского края).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Алтайского края на прогнозный период включает в себя:

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

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 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 тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

---

<sup>1</sup> Решения Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 587 (в редакции от 27.10.2022) и от 29.11.2022 № 531.



амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Решением Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 30.11.2023 № 285 «О внесении изменений в Решение Управления Алтайского края по

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Алтайского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Алтайского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Алтайского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Алтайском крае, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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 Алтайского края представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Алтайского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	365	476	466	467	467	467
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	106	117	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	436	646	411	396	396	396

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Алтайского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 28 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 28 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Алтайского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	17,3	18,9	20,1	21,1	21,9	22,9
НВВ	млрд руб.	15,8	16,6	17,1	17,0	17,2	17,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,5	-2,34	-3,0	-4,1	-4,7	-5,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,46	2,68	2,82	2,94	3,04	3,15
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,24	2,35	2,40	2,37	2,39	2,40
Среднегодовой темп роста	%	–	105	102	99	101	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,21	-0,33	-0,43	-0,56	-0,65	-0,75

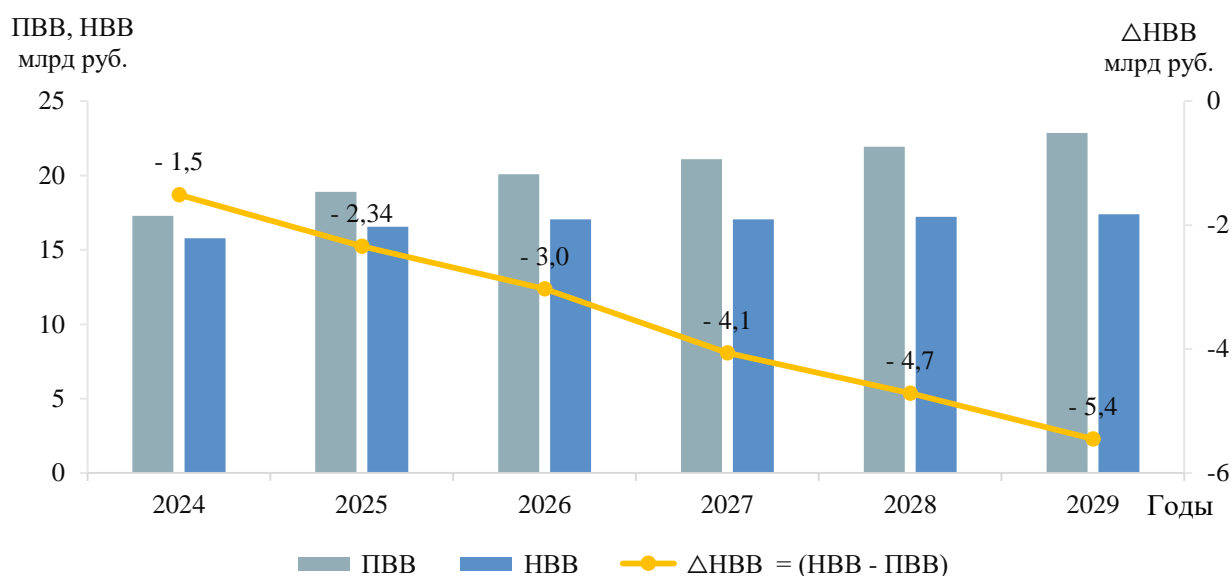


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Алтайского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 28, в прогнозируемом периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Алтайского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

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

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

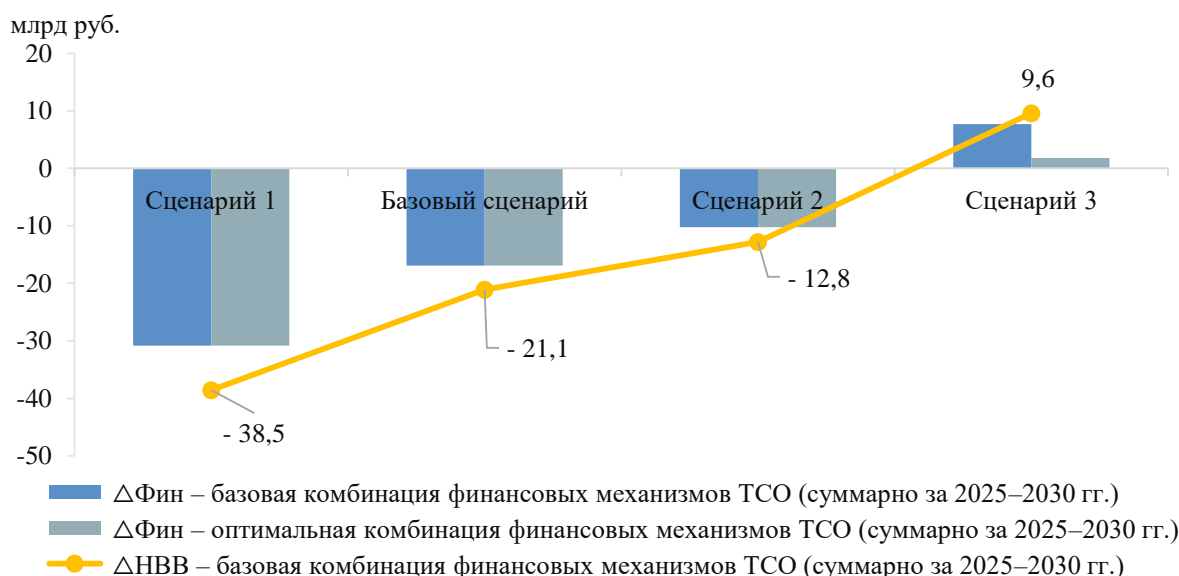


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	26 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	61 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций в сценарии 3 (таблица 29), за счет изменения финансовых механизмов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по территории Алтайского края оценивается в 2030 году в объеме 11234 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,02 %.

Максимум потребления мощности Алтайского края к 2030 году увеличится и составит 1920 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,88 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Алтайского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5839–5869 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2030 году составит 1586,3 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 293,17 км, трансформаторной мощности 42,40 МВА.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

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 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края, территория Алтайского края														
Барнаульская ТЭЦ-2	АО «СГК-Алтай»			Газ, мазут, уголь										
		5	ПТ-60-120/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПР-60-120/13/1,2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-50-130-1		50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	
		8	Т-65-130-2М		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		9	Т-65-130-2М	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5	300,5		
Бийская ТЭЦ-1	АО «СГК-Алтай»			Мазут, уголь										
		1	ПТ-25-90/10		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-60/65-12,8/1,27		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-114,9/120-130	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9		
		7	Т-114,9/120-130	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9		
		8	Т-114,9/120-130	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9	114,9		
Установленная мощность, всего		–	–	–	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7		
Барнаульская ТЭЦ-3	АО «СГК-Алтай»			Газ, мазут, уголь										
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2026 г.
		3	Т-190/220-130	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	445,0	445,0	445,0	455,0	455,0	455,0	455,0	455,0		
ТЭЦ МУП Яровской теплоэлектрокомплекс (ТЭЦ СХЗ)	МУП «Яровской тепло-электрокомплекс»			Уголь, мазут										
		5	ПР-6-35/5/1,2м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		7	Р-12-35/5	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ Кучуксульфат	АО «Кучуксульфат»			Уголь, мазут										
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	АПР-6-5(10)		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	ПР-6-35/10-5М	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ АКХЗ	АО «Алтай-Кокс»			Газ, мазут										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
Барнаульская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ										
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	ГТ-009	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Белокурихинская ТЭС	ООО «ЭнергоПром-Капитал»			Газ									
		1	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		7	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		8	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6		
ТЭЦ Черемновский сахарный завод	ОАО «Черемновский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	P-2,5-21/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	P-2,5-21/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	P-2,5-15/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5		
Южная тепловая станция	АО «СГК-Алтай» Филиала «Рубцовский теплоэнергетический комплекс»			Уголь									
		1	P-6-1,3/0,12		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

**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 Алтайского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	2×180+60	–	–	360+60	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	3862,63	3862,63
2	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	52026,06	52026,06
3	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	2028 <sup>3)</sup>	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	102,67	102,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство ПС 110 кВ Ковыльня с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2028 <sup>3)</sup>	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	981,24	932,93
5	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльня ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,085	–	–	–	–	–	–	0,17	2028 <sup>3)</sup>			
6	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Быстрянка 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 4 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	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	254,67	254,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция Волчихинская с трансформатора мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 <sup>3)</sup>	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	42,11	41,17
8	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция Предгорная с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025 <sup>3)</sup>	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	52,73	52,33

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
9	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Создание на ПС 110 кВ Заречная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – Сротинская с отпайками (ВЛ ЗС-136); – АОПО ВЛ 110 кВ Заречная – ОПП с отпайками (ВЛ ЗО-137)	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	18,26	18,26
10	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Создание на ПС 110 кВ Смоленская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская I цепь с отпайками (ВЛ СС-107); – АОПО ВЛ 110 кВ Сосна – Смоленская II цепь с отпайками (ВЛ СС-108)	ПАО «Россети Сибирь»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,48	12,48

Примечания

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

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

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