

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – 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	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	25
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	25
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	26
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	26
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	28

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	30
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	35
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.....	37
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	39
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	41
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	43
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	44
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	45
7.1	Основные подходы.....	45
7.2	Исходные допущения.....	46
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию)объектов электросетевого хозяйства.....	49
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	50
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	52
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	54
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	55
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	56
	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..... 58

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
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
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края на 2024–2029 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай и по Алтайскому краю на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 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 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение 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»	138,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Алтай-Кокс»	35,0
Рубцовский филиал АО «Алтайвагон»	24,0
ООО «Нортек»	17,0
АО «Барнаултрансмаш»	14,0
АО «Сибирь-Полиметаллы»	14,0

Наименование потребителя	Максимальное потребления мощности, МВт
«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 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	1582,3	–	12,0	–	6,0	1576,3
ТЭС	1582,3	–	12,0	–	6,0	1576,3

1.4 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 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10795	10608	10391	10839	10904
Годовой темп прироста, %	0,38	-1,74	-2,04	4,31	0,60
Максимум потребления мощности, МВт	1911	1810	1756	1803	1947
Годовой темп прироста, %	2,03	-5,29	-2,98	2,68	7,99
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5649	5861	5917	6013	5600

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 07:00	08.02 06:00	10.12 06:00	25.01 07:00	08.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-34,2	-32,6	-13,0	-33,6	-27,4
<i>Алтайский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10249	10068	9849	10249	10277
Годовой темп прироста, %	0,25	-1,77	-2,18	4,06	0,27
Доля потребления электрической энергии Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	94,9	94,9	94,8	94,6	94,2
Максимум потребления мощности ¹⁾ , МВт	1808	1712	1666	1706	1831
Годовой темп прироста, %	1,57	-5,31	-2,69	2,40	7,33
Доля потребления мощности Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	94,6	94,6	94,9	94,6	94,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5669	5881	5912	6008	5613

Примечание – ¹⁾ Дата и время прохождения максимума потребления мощности Алтайского края совпадает с энергосистемой Республики Алтай и Алтайского края.

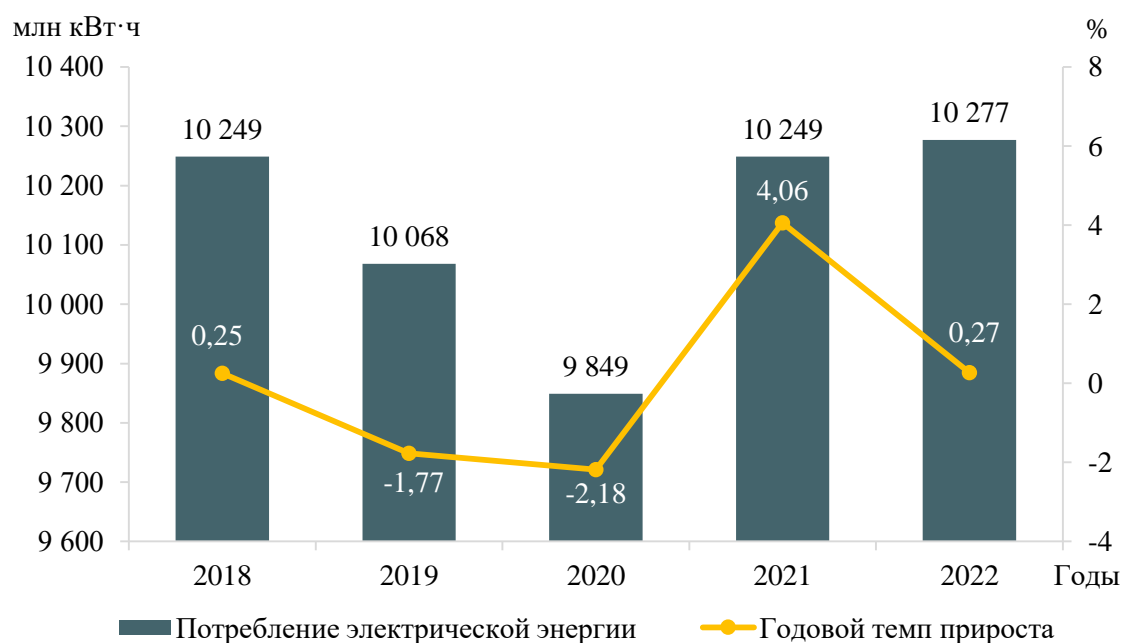


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Алтайского края и годовые темпы прироста

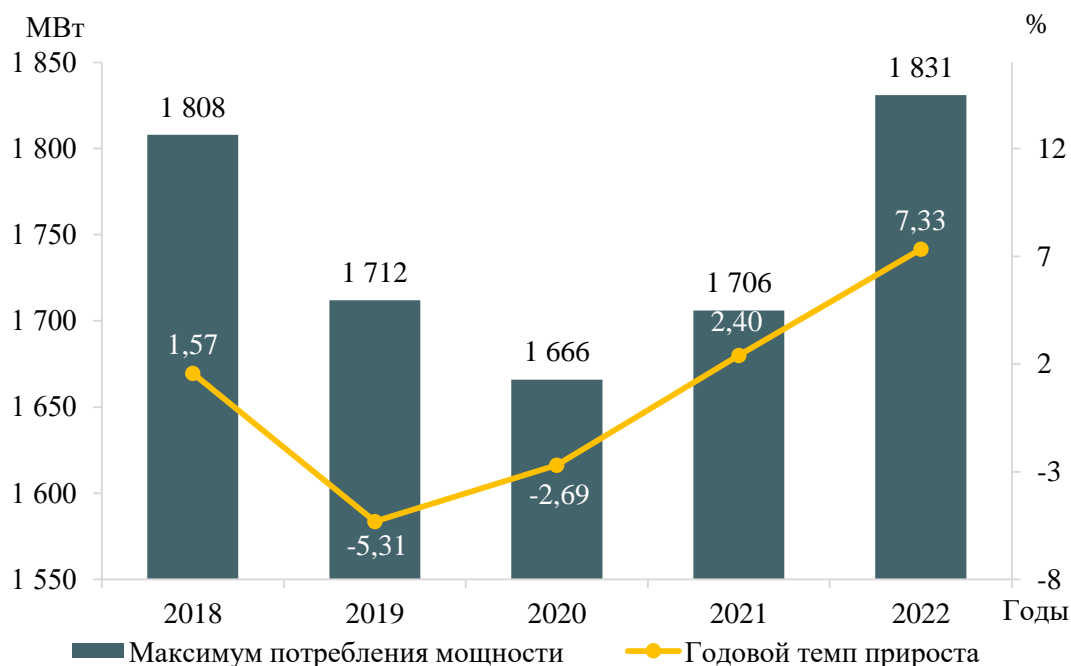


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края увеличилось на 150 млн кВт·ч и составило в 2022 году 10904 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,28 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края увеличился на 74 МВт и составил 1947 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,78 %.

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

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии Алтайского края увеличилось на 54 млн кВт·ч и составило 10277 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,11 %. 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 2018 году до 94,2 % в 2022 году (или на 0,7 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Алтайского края увеличилось на 51 МВт и составило 1831 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста 0,57 %.

Доля Алтайского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за ретроспективный период незначительно снизилась: с 94,6 % до 94,0 % (или на 0,6 процентных пункта) в 2022 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 ввиду ее значимой доли в общем потреблении мощности энергосистемы.

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 металлургическом и машиностроительном производствах при снижении в химическом производстве;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ограничительными мерами в период пандемии.

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Алтайского края приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Смоленская – Курортная с отпайками (СК-168) до ПС 110 кВ Белокурихинская протяженностью 10,72 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	10,72 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189) до ПС 110 кВ Белокурихинская протяженностью 10,72 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	10,72 км
3	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
4	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	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 0,68 км для переноса электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная I цепь	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,68 км
6	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 0,67 км для переноса электроснабжения ПС 110 кВ Сиреневая с КВЛ 110 кВ Барнаульская ТЭЦ-3 – Подгорная II цепь	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,67 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Белокурихинская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×10 МВА
2	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
3	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
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Смазнево с установкой второго трансформатора 220/35 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
5	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	1×40 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ БШЗ с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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, относятся:

– энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная.

2.1.1 Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	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), переток активной мощности в КС «Бийская – Заречная» превышает МДП на величину до 24 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165) с действием на ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -5 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166) с действием на ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -5 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165); АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166)</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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-9,7
	20.06.2018	19,6
2019	18.12.2019	-11,5
	19.06.2019	15,8
2020	16.12.2020	-12,0
	17.06.2020	19,1
2021	15.12.2021	-13,5
	16.06.2021	22,5
2022	21.12.2022	-7,3
	15.06.2022	20,8

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 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Волчихинская	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/10,5	6,3	1972	84	1,14	1,11	0,99	1,35	1,54	1,22	1,18	1,09	1,09	1,60	0,00
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/10,5	10	1983	72	6,47	5,77	5,62	5,92	5,51	5,60	4,37	5,96	4,57	7,18	
2	ПС 110 кВ Предгорная	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1974	84	1,37	1,53	1,68	1,80	1,63	0,00	0,93	1,09	1,31	1,58	0,00
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/10,5	10	1974	81	6,51	6,18	6,06	6,09	6,20	5,08	4,99	4,62	4,78	4,85	
3	ПС 110 кВ Угреньевская	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10	115/11	2,5	1983	90	0,95	0,82	0,91	1,45	1,60	1,54	1,44	0,00	0,00	2,46	0,00
			T-2	ТМН-2500/110/10	110/11	2,5	1988	90	1,53	1,24	1,04	1,33	1,27	0,00	0,00	1,43	2,19	0,00	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	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	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	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
3	ПС 110 кВ Угреньевская	T-1	ТМН-2500/110/10	1983	90	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 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Волчихинская	2022	8,78	ПС 110 кВ Волчихинская	ООО «Евдокия»	20.2200.121.22	03.02.2022	2024	0,84	0,66	10	0,59	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
				ТУ на ТП менее 670 кВт														
2	ПС 110 кВ Предгорная	2021	7,89	ПС 110 кВ Предгорная				2024	0,94	0,02	–	0,09	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99
3	ПС 110 кВ Угреньевская	2022	2,87	ПС 110 кВ Угреньевская	ООО «Агро-Транзит»	20.2200.513.21	05.04.2021	2024	0,95	0,00	10	0,67	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
				ТУ на ТП менее 670 кВт														

ПС 110 кВ Волчихинская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 8,78 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 140,34 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 88,42 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] 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 1,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

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

где $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – 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:

$$S_{персп}^{тр} = 8,78 + 0,69 + 0 - 0 = 9,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 151,40 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 95,38 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

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 9,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Предгорная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,89 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 104,34 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 65,73 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,89 + 0,10 + 0 - 0 = 7,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 105,72 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 66,60 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Предгорная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Предгорная расчетный объем ГАО составит 0,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,99 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, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Угреньевская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, 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 составит 109,45 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,76 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,87 + 0,76 + 0 - 0 = 3,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138,29 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Угреньевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Угреньевская расчетный объем ГАО составит 1,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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 11 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ КМК	110/10	T-1	ТДН-15000/110/10	110/11	15	1988	87	9,39	8,63	8,96	9,12	10,21	6,39	6,54	6,30	6,09	7,13	0,00
			T-2	ТДН-15000/110/10	110/11	15	1990	87	10,10	7,64	8,28	9,09	9,25	3,79	3,57	4,06	4,25	4,72	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода 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	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-15000/110/10	1990	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ КМК	2018	19,49	ПС 110 кВ КМК	ООО «Контур»	20.2200.5047.22	21.10.2022	2024	4,90	0,00	10	4,41	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36
				ПС 110 кВ КМК	ООО «Центр-энергострой»	20.2200.4814.22	03.10.2022	2024	4,90	0,00	10	1,96						
				ПС 110 кВ КМК	ООО «Барнаулский завод цепей»	20.2200.901.20	06.05.2020	2024	3,03	0,00	10	2,12						
				ПС 110 кВ КМК	ИП Никитин Евгений Геннадьевич	20.2200.4082.21	13.10.2021	2024	0,90	0,00	10	0,63						
				ПС 110 кВ КМК	ООО «Комплект-М»	20.2200.438.22	22.09.2022	2024	0,80	0,00	10	0,16						
				ПС 110 кВ КМК	ТУ на ТП менее 670 кВт		2024	5,01	0,00	–	0,50							

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 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2018–2022 годов выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 19,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,39 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,199.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,87 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,49 + 10,87 + 0 - 0 = 30,36 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 168,86 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ КМК ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ КМК расчетный объем ГАО составит 12,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,36 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 – 12,38 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Согласно информации от ПАО «Россети Сибири» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «Центрэнергострой» ДТП от 03.10.2022 № 20.2200.4814.22 заявленной мощностью 4,9 МВт, ООО «Контур» от 21.10.2022 № 20.2200.5047.22 заявленной мощностью 4,9 МВт, ООО «Барнаульский завод цепей» от 06.05.2020 № 20.2200.901.20 заявленной мощностью 3,033 МВт, ООО «Комплект-М» от 22.09.2022 № 20.2200.438.22 заявленной мощностью 0,8 МВт, ИП Никитин Е.Г. от 13.10.2021 № 20.2200.4082.21 заявленной мощностью 0,9 МВт) к ПС 110 кВ КМК предусмотрены мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ КМК в части замены двух существующих трансформаторов 110/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый составит 650,61 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятия по строительству ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый – 569,97 млн руб. (без НДС).

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант со строительством нового центра питания ПС 110 кВ Ковыльная.

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, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 14 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 14 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 14 – Непринятые 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
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 – Таврическая.

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 ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР 180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 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 2024–2029 годы

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Алтайского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – 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	2023–2024	ПС 110 кВ Алтайская долина
2	Троицкий механический завод	ООО «Троицкий механический завод»	3,4	10,0	10	2023	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 2024–2029 годов, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11021	11074	11208	11306	11343	11397	11390
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	53	134	98	37	54	-7
Годовой темп прироста, %	–	0,48	1,21	0,87	0,33	0,48	-0,06
<i>Алтайский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10387	10436	10540	10612	10644	10692	10683
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	49	104	72	32	48	-9
Годовой темп прироста, %	–	0,47	1,00	0,68	0,30	0,45	-0,08
Доля потребления электрической энергии Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	94,2	94,2	94,0	93,9	93,8	93,8	93,8

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется на уровне 11390 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,62 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края прогнозируется в 2025 году и составит 134 млн кВт·ч или 1,21 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 7 млн кВт·ч или 0,06 %.

Потребление электрической энергии по территории Алтайского края прогнозируется на уровне 10683 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Алтайского края прогнозируется в 2025 году и составит 104 млн кВт·ч или 1,00 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 9 млн кВт·ч или 0,08 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Алтайского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

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

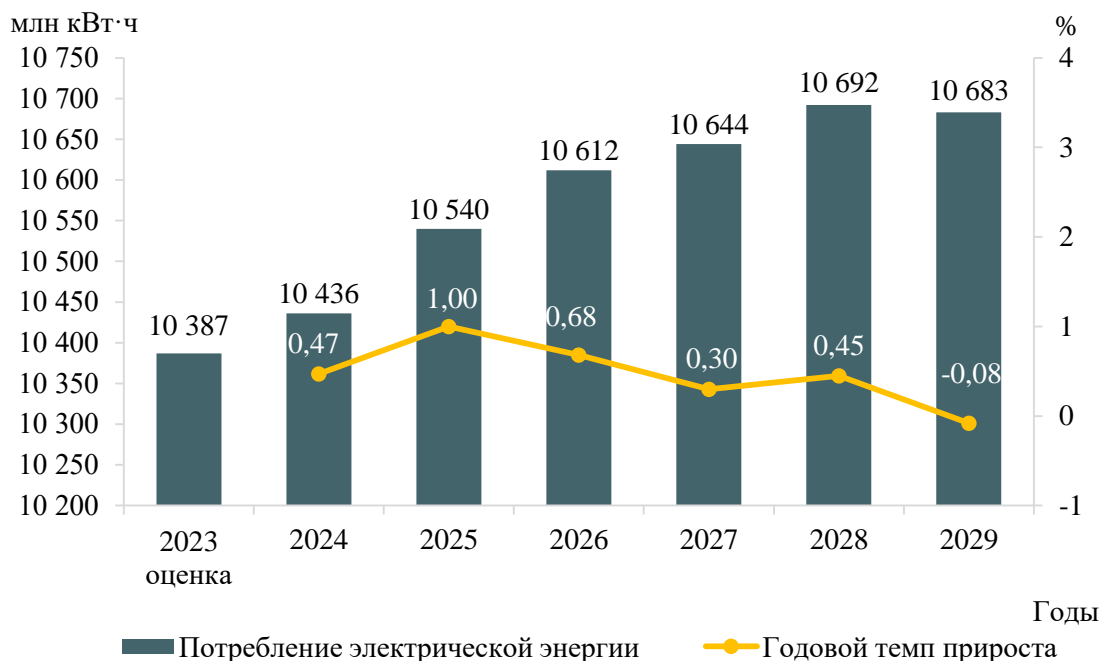


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Алтайского края и годовые темпы прироста

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

- развитием туристической инфраструктуры;
- тенденциями социально-экономического развития региона на период до 2029 года.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Алтайскому краю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1904	1930	1940	1945	1949	1952	1956
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	10	5	4	3	4
Годовой темп прироста, %	–	1,37	0,52	0,26	0,21	0,15	0,20
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5788	5738	5777	5813	5820	5839	5823
<i>Алтайский край</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1793	1812	1821	1825	1828	1831	1835
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	1793	1812	1821	1825	1828	1831	1835
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	19	9	4	3	3	4
Годовой темп прироста, %	–	1,06	0,50	0,22	0,16	0,16	0,22
Доля потребления мощности Алтайского края в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края	94,2	93,9	93,9	93,8	93,8	93,8	93,8
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5793	5759	5788	5815	5823	5839	5822

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края к 2029 году прогнозируется на уровне 1956 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,07 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 26 МВт или 1,37 %; наименьший – 3 МВт или 0,15 % в 2028 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 2029 году прогнозируется на уровне 5823 ч/год.

Максимум потребления мощности Алтайского края к 2029 году прогнозируется на уровне 1835 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,03 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 19 МВт или 1,06 %; наименьший прирост мощности – 3 МВт или 0,16 % в 2027 и 2028 годах.

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 2029 году на уровне 5822 ч/год.

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

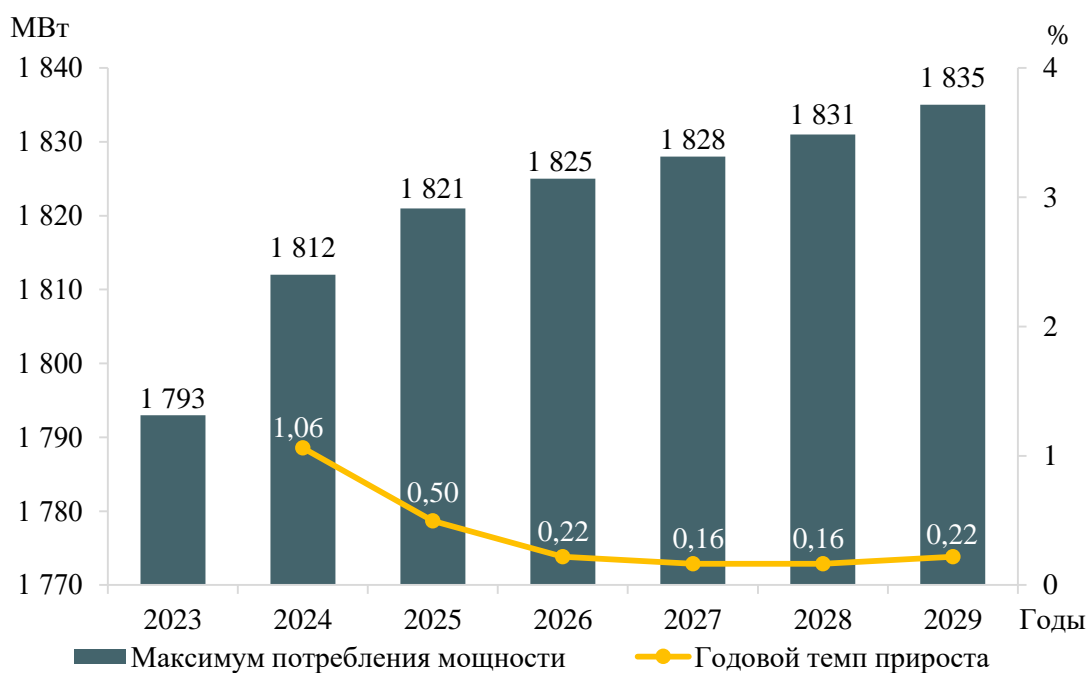


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Алтайского края и годовые темпы прироста

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 2024–2029 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 2029 году составит 1586,3 МВт. К 2029 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 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, представлена на рисунке 5.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3
ТЭС	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3

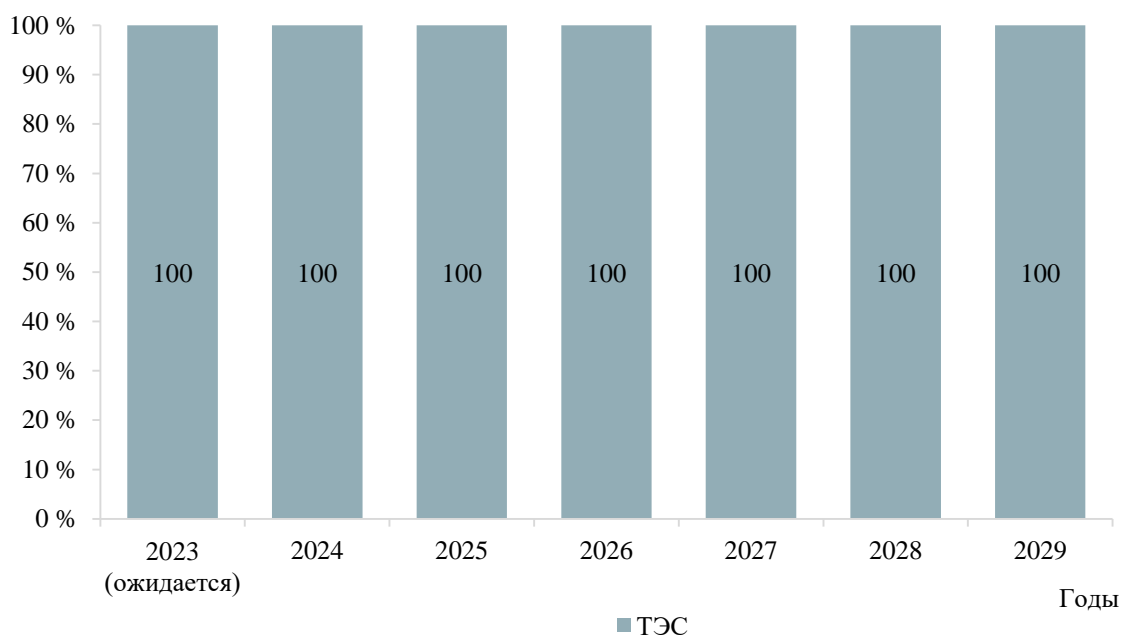


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края

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 2024–2029 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-165); – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угреньевская (ВЛ БЗ-166)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 20 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 20 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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», ООО «Барнаулский завод цепей», ИП Никитин Евгений Геннадьевич и т. д.	ООО «Центрэнергострой»	–	4,90
														ООО «Контур»	–	4,90
														ООО «Барнаулский завод цепей»	–	3,03
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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Саввушинская с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «НПК Системы прецизионного приборостроения»	110	МВА	–	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НПК Системы прецизионного приборостроения»	ООО «НПК Системы прецизионного приборостроения»	0,90	2,56

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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	770	–	770	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	4×180	–	720	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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	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
2	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Угреневская, 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
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», ООО «Барнаулский завод цепей», 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», ООО «Барнаулский завод цепей», 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 проектов 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 проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

5) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Сибирь» письмом от 20.04.2023 № 1/19/39 «О предоставлении материалов для включения в СиПР»;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 %).

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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Алтайского края осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 66 % в суммарной НВВ сетевых организаций Алтайского края) и АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 22 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

¹ Решение Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 29.11.2022 № 531 и от 27.12.2019 № 587.

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 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля 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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год решением Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 29.11.2022 № 532 (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 Федерации³.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 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).

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 2023 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 экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Алтайского края по тарифному решению	3 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,5 %	1,0 %	0,7 %	0,3 %	0,5 %	-0,1 %

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 утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Алтайского края представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Алтайского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1660	1665	1595	1457	863	863
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	196	205	215	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1465	1528	2148	1773	774	774

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 26 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 26 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	14,6	15,5	16,2	16,8	17,4	18,0
НВВ	млрд руб.	15,3	15,8	16,2	16,7	16,4	16,3
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,6	0,3	0,03	-0,1	-1,0	-1,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5
Среднегодовой темп роста	%	–	105	104	103	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3
Среднегодовой темп роста	%	–	103	102	102	98	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,05	0,004	-0,02	-0,1	-0,2

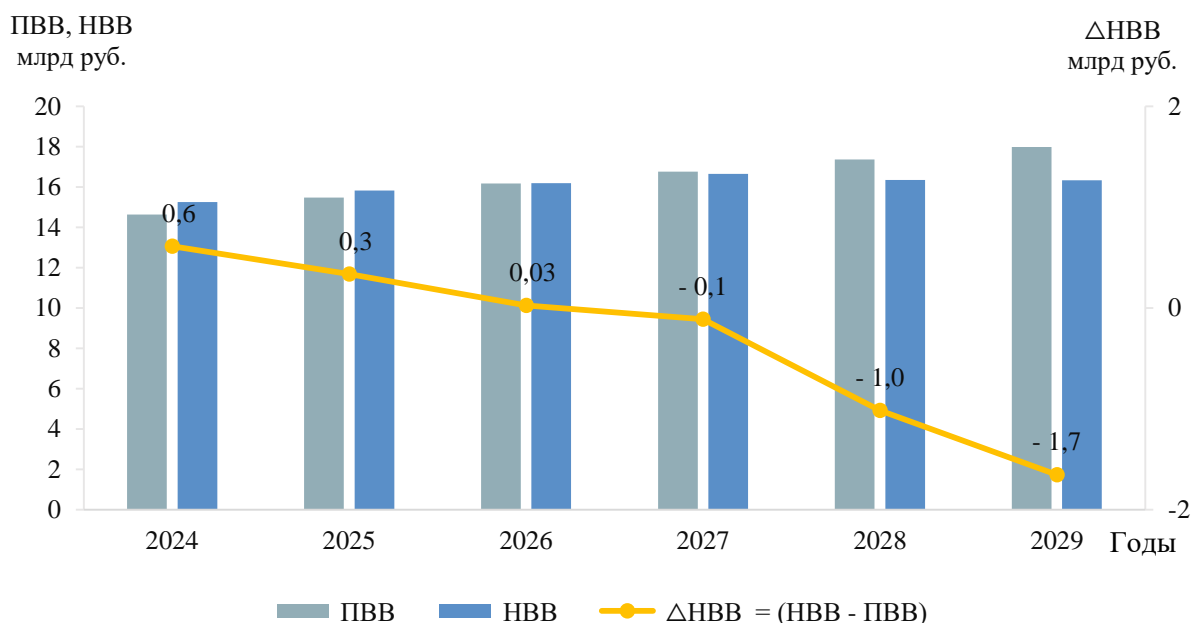


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Алтайского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется недостаточность 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 единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,7 и 1,7 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

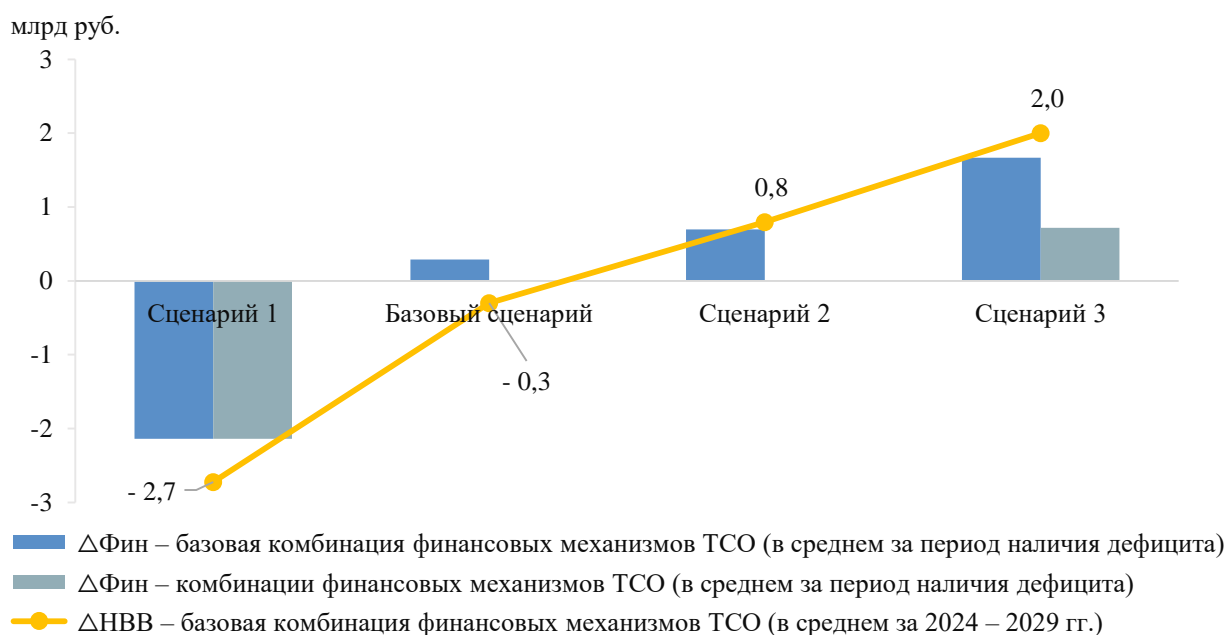


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %	17 %	17 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	50 %	71 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 27). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

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 2029 году в объеме 10683 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,56 %.

Максимум потребления мощности Алтайского края к 2029 году увеличится и составит 1835 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,03 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Алтайского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5759–5839 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Алтайского края, в 2029 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 2023–2029 годов в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Алтайского края намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 770,17 км, трансформаторной мощности 48,7 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

В формате *.xlsx.

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

В формате *.xlsx.