

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ И АЛТАЙСКОГО  
КРАЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА АЛТАЙ

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	8
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 .....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	13
2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская .....	13
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	15
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 .....	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	20
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	20
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 .....	20
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	21

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	21
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	23
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	24
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	26
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Алтай .....	30
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	32
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 .....	32
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	34
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	35
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	36
7.1	Основные подходы.....	36
7.2	Исходные допущения.....	37
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	40
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	41
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	43
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>46</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>47</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>48</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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.....	49
Книга 2	

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	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
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы 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**

На территории Республики Алтай крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, на 01.01.2023 составила 120,0 МВт на СЭС.

В структуре генерирующих мощностей, расположенных на территории Республики Алтай, доля СЭС составляет 100 %.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	120,0	–	–	–	–	120,0
СЭС	120,0	–	–	–	–	120,0

#### 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 Республике Алтай приведена в таблице 2 и на рисунках 1, 2.

Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

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, г/год	5649	5861	5917	6013	5600
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>Республика Алтай</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	547	540	542	590	627
Годовой темп прироста, %	2,82	-1,28	0,37	8,86	6,27
Доля потребления электрической энергии Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	5,1	5,1	5,2	5,4	5,8
Максимум потребления мощности, МВт	106	102	111	114	118
Годовой темп прироста, %	4,95	-3,77	8,82	2,70	3,51
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, МВт	103	98	90	97	116

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Доля потребления мощности Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	5,4	5,4	5,1	5,4	6,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5160	5294	4883	5175	5314

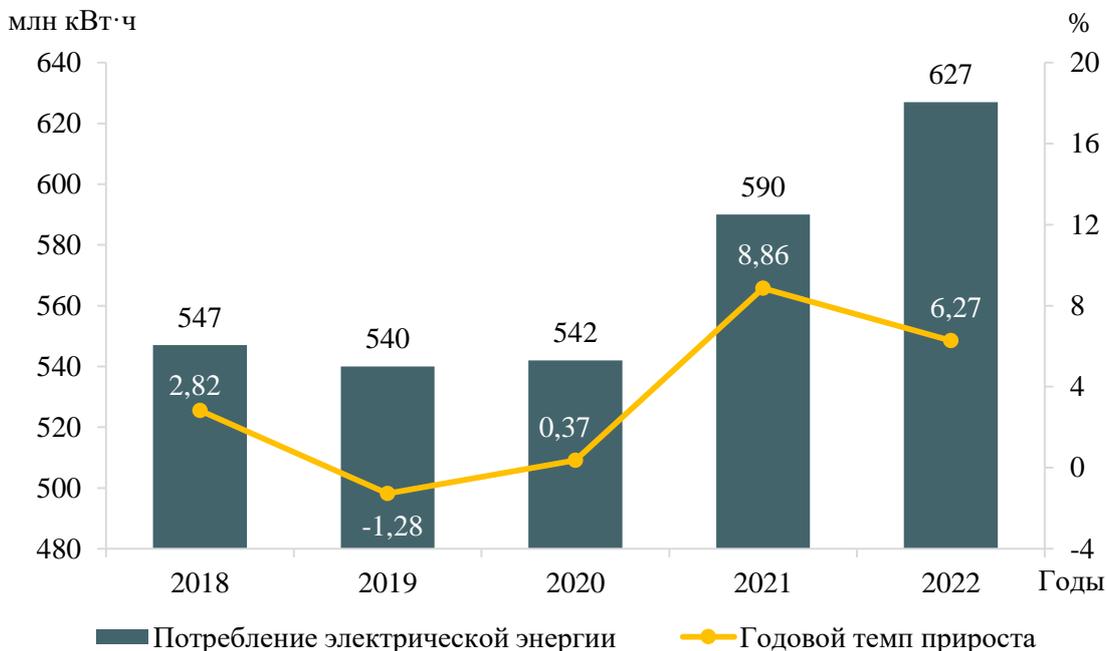


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Республики Алтай и годовые темпы прироста

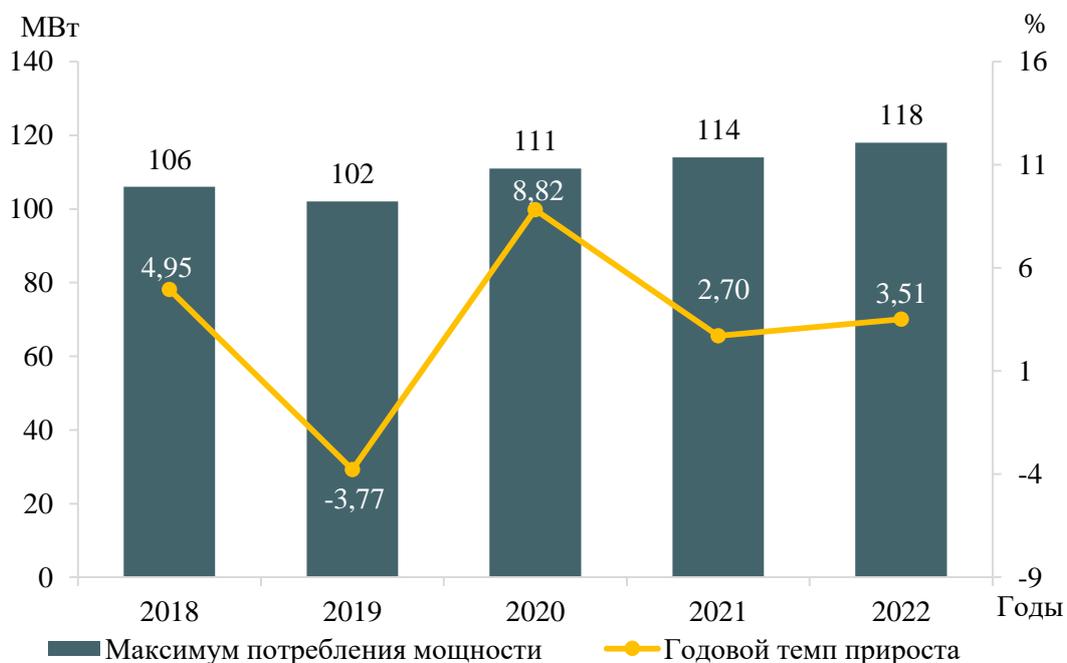


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности Республики Алтай и годовые темпы прироста

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 Республики Алтай увеличилось на 95 млн кВт·ч и составило 627 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,34 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,86 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 1,28 %.

Доля Республики Алтай в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края увеличилась с 5,1 % в 2018 году до 5,8 % в 2022 году (или на 0,7 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности Республики Алтай вырос на 17 МВт и составило 118 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности Республики Алтай составил 8,82 % в 2020 году; годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 3,77 %.

Доля Республики Алтай в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края за ретроспективный период увеличилась: с 5,4 % до 6,0 % (или на 0,6 процентных пункта) в 2022 году.

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

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

- увеличившемся туристическим потоком и ростом потребления в сфере услуг;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения максимального потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления в промышленном производстве.

### **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 Республики Алтай приведен в таблице 3, перечень изменений

состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Алтай приведен в таблице 4.

Таблица 3 – 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 Абайская – Усть-Коксинская до Усть-Коксинской СЭС протяженностью 0,7 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,7 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ининская – Онгудайская с отпайками до Ининской СЭС протяженностью 0,48 км	ПАО «Россети Сибирь»	2019	0,48 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Горно-Алтайская с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство РУ 110 кВ Ининской СЭС с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	1×25 МВА
3	110 кВ	Строительство РУ 110 кВ Усть-Коксинской СЭС с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	1×40 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 Республики Алтай к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

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

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

В таблице 5 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла ПС 110 кВ Смоленская – ПС 110 кВ Чергинская – ПС 110 кВ Майминская

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), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с отпайками превышает ДДТН на величину до 16 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 12 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Сигнал с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с увеличением пропускной способности.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Сигнал с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности</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 из нормальной схемы 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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-13,8
	20.06.2018	18,8
2019	18.12.2019	-13,1
	19.06.2019	15,4
2020	16.12.2020	-12,1
	17.06.2020	17,9
2021	15.12.2021	-14,4
	16.06.2021	18,0
2022	21.12.2022	-8,9
	15.06.2022	20,5

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

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , 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 Шебалинская	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10	110/11	2,5	1979	90	1,12	1,04	1,04	0,94	1,13	0,76	0,80	0,72	0,68	0,62	0,00
			T-2	ТМН-2500/110/10	110/11	2,5	1983	93	1,70	1,60	1,55	1,69	1,71	1,13	1,28	1,15	1,15	1,19	
2	ПС 110 кВ Эликманарская	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	2009	88	4,67	3,92	3,99	4,95	5,77	3,87	4,24	2,96	2,44	4,29	0,00
			T-2	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	2002	93	2,41	3,29	3,43	4,76	5,63	2,04	2,97	2,35	1,82	2,56	

Таблица 8 – 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 Шебалинская	T-1	ТМН-2500/110/10	1979	90	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/110/10	1983	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Эликманарская	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	2009	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	2002	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 9 – 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	$U_{\text{ном}}$ 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 Шебалинская	2022	2,84	ПС 110 кВ Шебалинская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,15	0,11	–	0,22	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
2	ПС 110 кВ Эликманарская	2022	11,40	ПС 110 кВ Эликманарская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	22,83	0,94	–	2,28	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93

### ПС 110 кВ Шебалинская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,19 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{\text{срм}}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,84 + 0,24 + 0 - 0 = 3,08 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,29 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шебалинская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шебалинская расчетный объем ГАО составит 0,45 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,08 МВА. По информации ПАО «Россети Сибирь» на ПС 110 кВ Шебалинская предполагается перемещение трансформаторов 2×6,3 МВА, ранее установленных на ПС 110 кВ Эликманарская.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Эликманарская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 11,40 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144,72 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 11,397 + 2,537 + 0 - 0 = 13,934 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176,93 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эликманарская ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Эликманарская расчетный объем ГАО составит 6,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,93 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – 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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Алтай по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

### 2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 10 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 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство ВЛ 110 кВ Ининская – Усть-Коксинская ориентировочной протяженностью 107 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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Алтай для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Алтай

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Объекты ОЭЗ ТРТ «Алтайская долина»	Минрегионразвития Республики Алтай	0,0	15,0	110	2023–2024	ПС 110 кВ Алтайская долина
2	Всесезонный курорт «Манжерок»	ООО «ВК «Манжерок»	0,0	15,0	110	2024	ПС 110 кВ Озерная

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

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>Республика Алтай</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	634	638	668	694	699	705	707
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	4	30	26	5	6	2
Годовой темп прироста, %	–	0,63	4,70	3,89	0,72	0,86	0,28
Доля потребления электрической энергии Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, %	5,8	5,8	6,0	6,1	6,2	6,2	6,2

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 Республики Алтай прогнозируется на уровне 707 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,73 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Республики Алтай прогнозируется в 2025 году и составит 30 млн кВт·ч или 4,70 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 2 млн кВт·ч или 0,28 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Алтай учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

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



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

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

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

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края с выделением данных по Республике Алтай

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

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
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>Республика Алтай</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	123	129	130	131	132	133	133
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	111	118	119	120	121	121	121
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	6	1	1	1	1	0
Годовой темп прироста, %	–	4,88	0,78	0,77	0,76	0,76	0,00
Доля потребления мощности Республики Алтай в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края	5,82	6,10	6,12	6,15	6,18	6,22	6,21
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5154	4946	5138	5298	5295	5301	5316

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 Республики Алтай к 2029 году прогнозируется на уровне 133 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,72 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 6 МВт или 4,88 %; наименьший – 1 МВт или 0,76 % в 2027 и 2028 годах. В 2029 году прироста мощности не прогнозируется.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Алтай более разуплотненный, чем в целом по энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, в 2029 году число часов использования максимума потребления мощности прогнозируется на уровне 5316 ч/год.

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

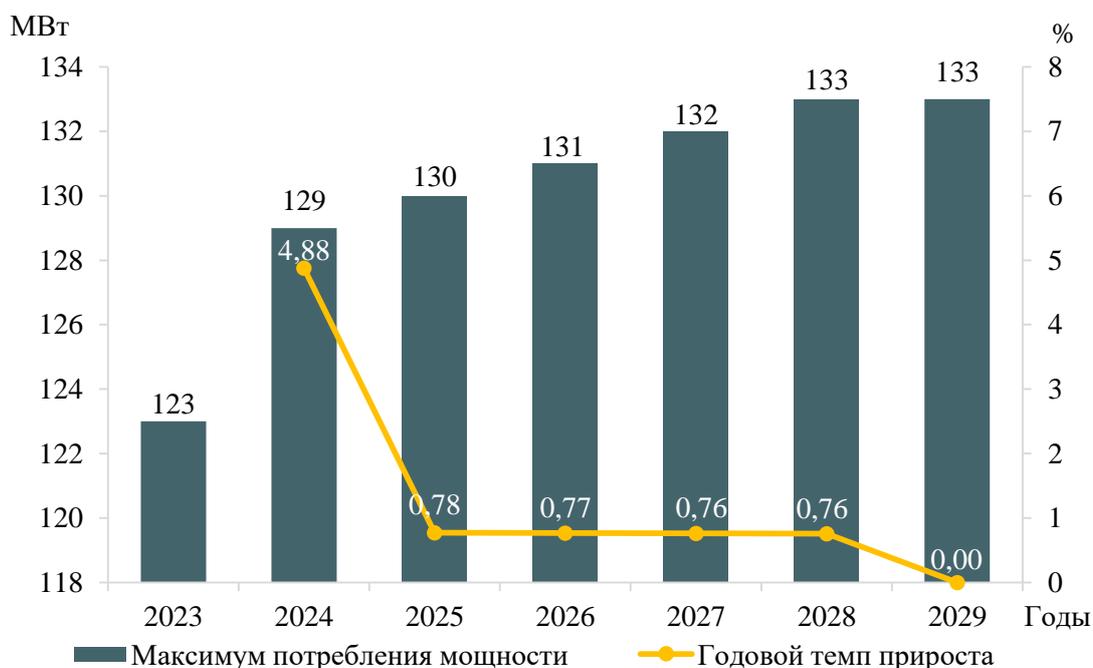


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Республики Алтай и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 120 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, представлена на рисунке 5.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	120	120	120	120	120	120	120
СЭС	120	120	120	120	120	120	120

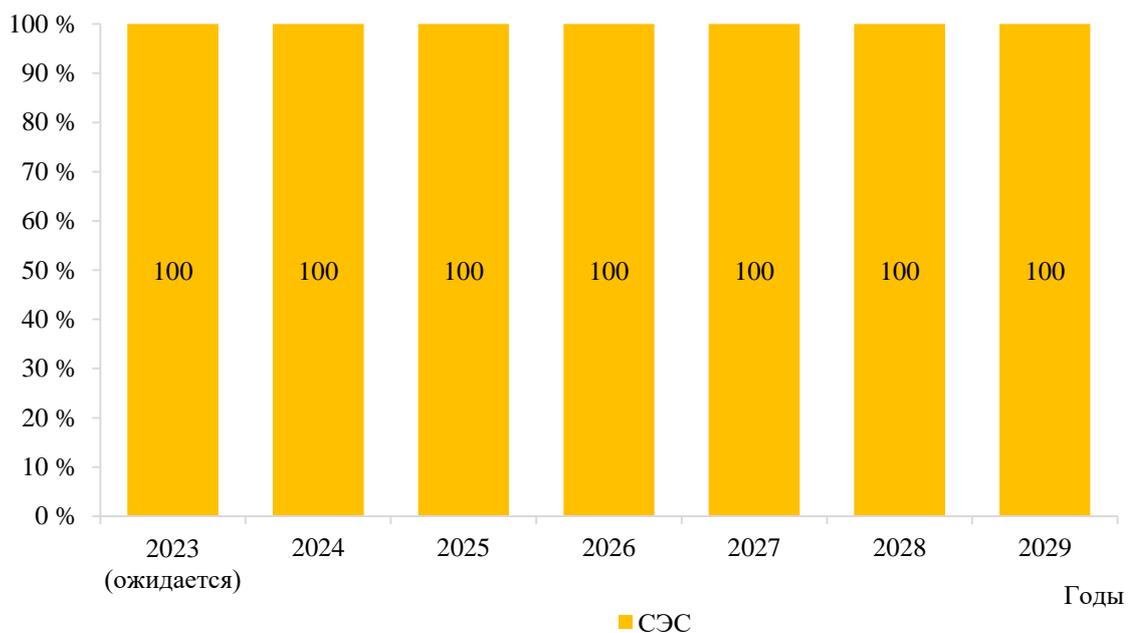


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 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 15.

Таблица 15 – 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	Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Сигнал с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	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 Республики Алтай**

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Алтай.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Алтай

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	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 Алтайская Долина с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Министерство регионального развития Республики Алтай	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерства регионального развития Республики Алтай	Министерство регионального развития Республики Алтай	–	15,00
2	Строительство ВЛ 110 кВ Майминская – Алтайская Долина ориентировочной протяженностью 8,886 км	Министерство регионального развития Республики Алтай	110	км	8,886	–	–	–	–	–	–	8,886				
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I (II) цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ПС 110 кВ Алтайская Долина ориентировочной протяженностью 28 км	Министерство регионального развития Республики Алтай	110	км	–	28	–	–	–	–	–	28				
4	Строительство ПС 110 кВ Озерная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВК Манжерок»	ООО «ВК Манжерок»	–	15,00
5	Установка на ПС 110 кВ Озерная БСК 110 кВ мощностью не менее 10,5 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	–	10,5	–	–	–	–	–	10,5				
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 0,05 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	0,05	–	–	–	–	–	0,05				
7	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Манжерокская – Чергинская с отпайкой на ПС 110 кВ Эликманарская (ВЛ МЧ–10) до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 0,05 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	0,05	–	–	–	–	–	0,05				

### **4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России**

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют.

### **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 17.

Таблица 17 – 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 Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Шебалинская) на два трансформатора 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

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) 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;

2) 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@;

3) 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 Республики Алтай 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 Республики Алтай осуществляют свою деятельность 2 сетевые организации: ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 89 % в суммарной НВВ сетевых организаций субъекта Республики Алтай) и МУП «Горэлектросети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 11 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Алтай).

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 Республики Алтай 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 тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

---

<sup>1</sup> Приказ Комитета по тарифам Республики Алтай от 28.11.2022 № 40/6 и от 16.12.2020 № 40/36.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. 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 18.

Таблица 18 – 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)

<sup>2</sup> 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 приказом Комитета по тарифам Республики Алтай от 28.11.2022 № 40/7 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Алтай, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 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 Республики Алтай, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

<sup>3</sup> 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 Республики Алтай, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Алтай, 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 19.

Таблица 19 – 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 Республики Алтай по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	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	0,6 %	4,7 %	3,9 %	0,7 %	0,9 %	0,3 %

#### 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 Республики Алтай представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Алтай (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:	336	362	361	290	297	297
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	9	–	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	423	336	472	245	414	414

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Алтай 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 21 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 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Алтай 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.	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8
НВВ	млрд руб.	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,4	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1
Среднегодовой темп роста	%	–	102	102	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,6	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5
Среднегодовой темп роста	%	–	103	99	98	98	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,9	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4

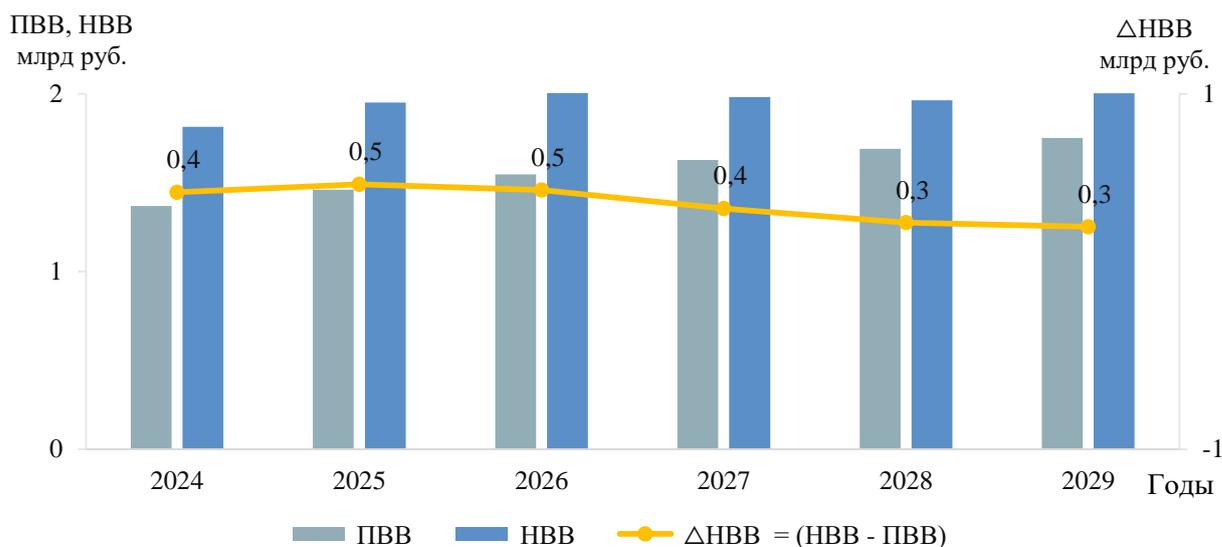


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Алтай при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Алтай 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 Республики Алтай при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности сохраняется недостаточность условий тарифного регулирования при увеличении темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) в период 2024–2027 годов и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,1–0,5 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

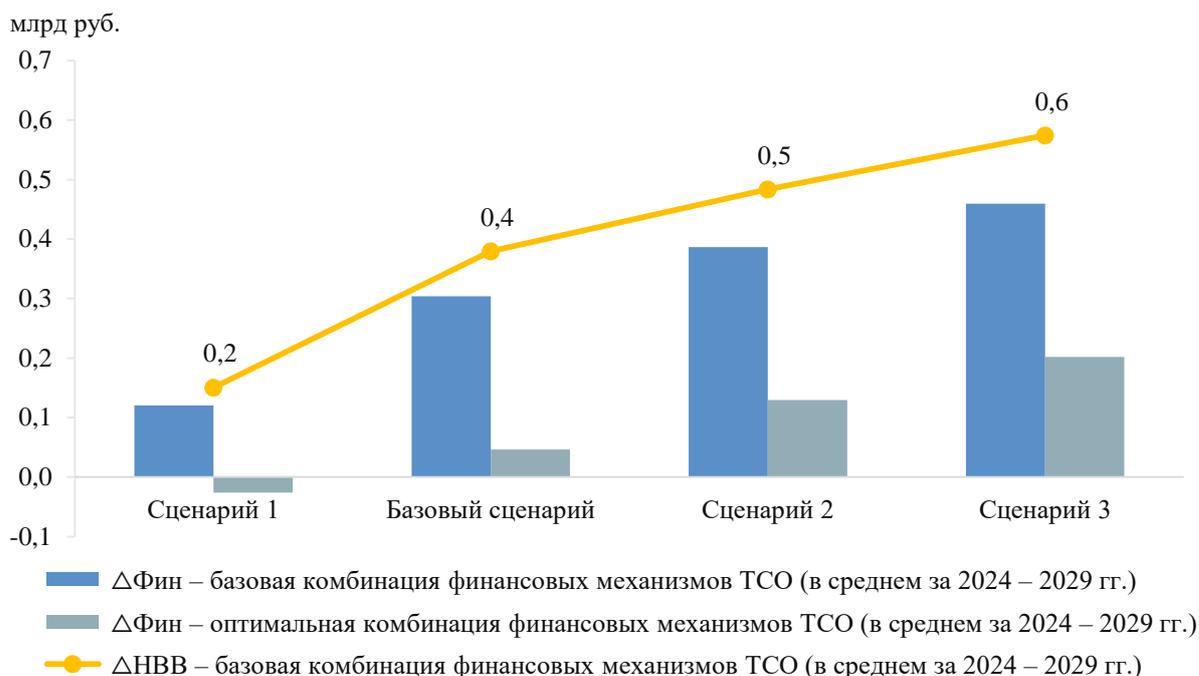


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	30 %	30 %	30 %	30 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	25 %	70 %	70 %	70 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 1 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 22). В остальных сценариях (Базовом сценарии, сценарии 2, 3) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования. Значительный уровень недостаточности условий тарифного регулирования в Республике Алтай обусловлен в основном высоким

(свыше 20 %) ростом в 2023–2024 годах прогнозных капитальных вложений и планируемых объемов ввода объектов основных средств в эксплуатацию в соответствии с инвестиционными программами ТСО.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по территории Республики Алтай оценивается в 2029 году в объеме 707 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,73 %.

Максимум потребления мощности Республики Алтай к 2029 году увеличится и составит 133 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,72 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Республики Алтай в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 4946–5316 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края, расположенных на территории Республики Алтай, в 2029 году составит 120 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на территории Республики Алтай намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 36,986 км, трансформаторной мощности 91,0 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края, территория Республики Алтай														
Кош-Агачская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Кош-Агачская СЭС-2	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Усть-Канская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Онгудайская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1М	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
Майминская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Ининская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		-	-		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Усть-Коксинская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		1 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		4 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		-	-		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0		
Чемальская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			-										
		-	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		-	-		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	2024	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	51,38	48,35
2	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Шебалинская) на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2023	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	106,21	84,66
3	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Майминская – Сигнал (ВЛ МС-164) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,40	5,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
4	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Сигнал с заменой ТТ ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,40	5,40

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.