

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ

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	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
2.2 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.....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	13
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	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	18
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	18
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.....	18
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	20
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	20
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	20

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	21
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	25
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 Калмыкия	25
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	27
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	29
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	31
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	33
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	34
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	35
7.1	Основные подходы.....	35
7.2	Исходные допущения.....	36
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	39
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	40
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	41
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	44
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	45
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	47

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	49
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
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
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия

ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Калмыкия 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 Калмыкия 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 Калмыкия на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Калмыкия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и обслуживает территорию Республики Калмыкия.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Калмыкия и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – Волго-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 220 кВ на территории Республики Калмыкия.

– филиал ПАО «Россети» – Ростовское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 220 кВ на территории Республики Калмыкия.

– филиал ПАО «Россети Юг» – «Калмэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Калмыкия.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Калмыкия связана с энергосистемами:

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт.;

– Астраханской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р» в границах Республики Калмыкия	44,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия на 01.01.2023 составила 471,1 МВт, в том числе: ТЭС – 18,0 МВт, ВЭС – 219,0 МВт, СЭС – 234,1 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	433,5	37,6	–	–	–	471,1
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
ВИЭ – всего	415,5	37,6	–	–	–	453,1
ВЭС	219,0	–	–	–	–	219,0
СЭС	196,5	37,6	–	–	–	234,1

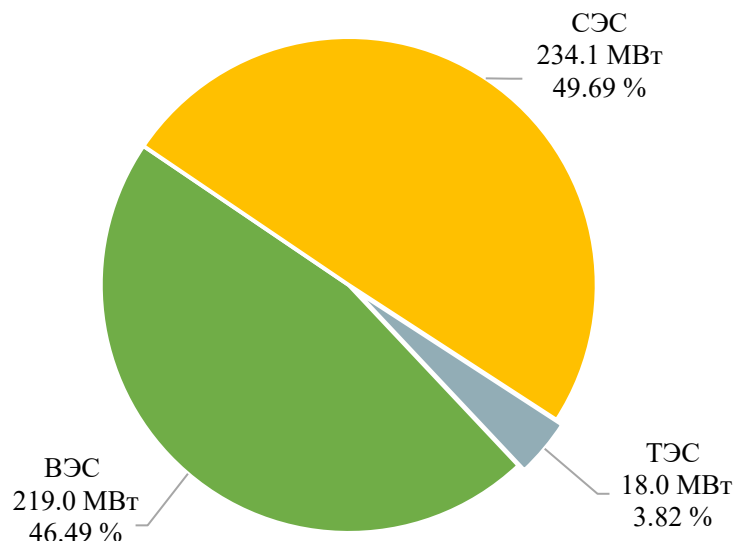


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Калмыкия приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	764	782	734	854	845
Годовой темп прироста, %	23,23	2,36	-6,14	16,35	-1,05
Максимум потребления мощности, МВт	122	124	132	143	145
Годовой темп прироста, %	0,83	1,64	6,45	8,33	1,40
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6262	6306	5561	5972	5828
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	18.12 17:00	28.06 15:00	16.11 18:00	22.07 15:00	02.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,7	28,3	-1,9	28	-5

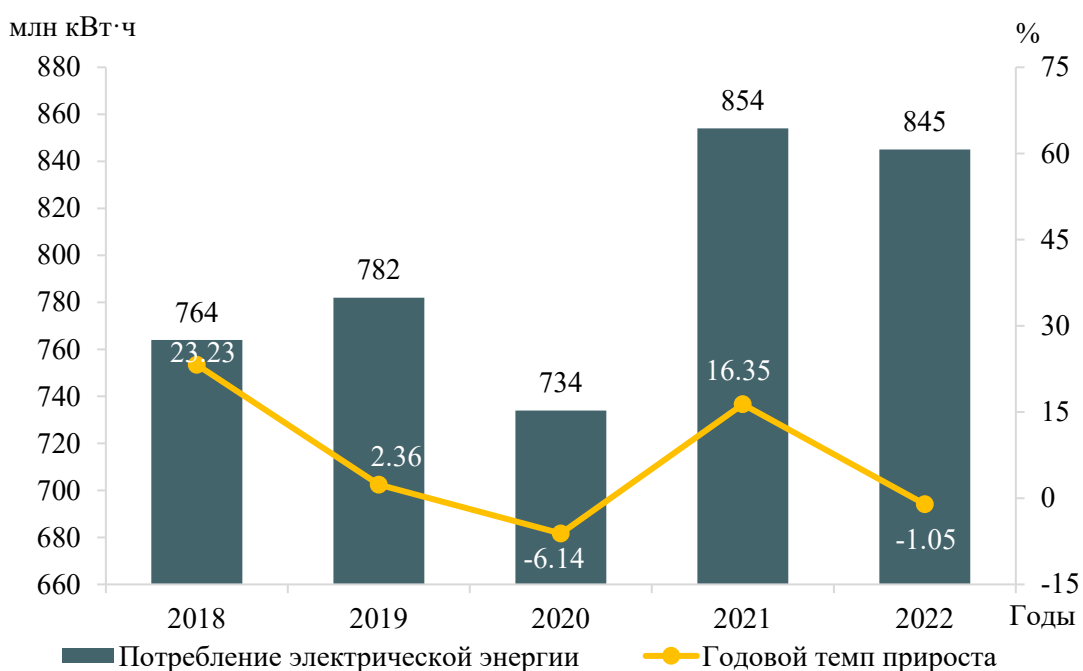


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

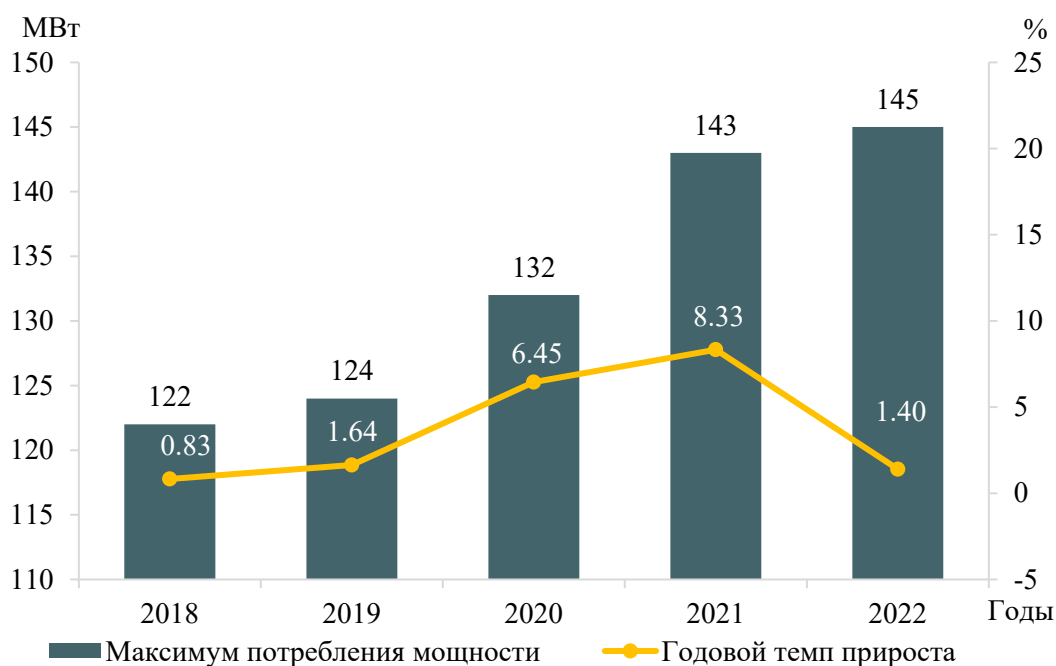


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия увеличилось на 225 млн кВт·ч и составило в 2022 году 845 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,39 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 16,35 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,14 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия вырос на 24 МВт и составил 145 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,69 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 8,33 % в 2021 году в связи с загрузкой нефтеперекачивающих станций ЗАО «КТК-Р». Наименьший прирост мощности в отчетном периоде зафиксирован в 2018 году в размере 0,83 %. В рассматриваемом отчетном периоде снижения годового максимума потребления мощности не зафиксировано. Особенностью режима потребления мощности в энергосистеме Республики Калмыкия является прохождение максимума в отдельные годы в летний период в дневные часы суток.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- прохождение годовых максимумов потребления мощности как в зимний, так и в летний период;
- значительным увеличением загрузки нефтеперекачивающих станций ЗАО «КТК-Р»;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах.

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 Калмыкия приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Калмыкия 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 новой отпайки на Малодербетовскую СЭС от ВЛ 110 кВ Большой Царын 1 – Малые Дербеты	ПАО «Россети Юг»	2019	0,25 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на Яшкульскую СЭС от ВЛ 110 кВ Яшкуль-2 – Сарул	ПАО «Россети Юг»	2019	0,08 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джуракская от ВЛ 110 кВ Элиста Северная – Элиста Восточная	ПАО «Россети Юг»	2020	27,5 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Элиста Северная – Нарн	ПАО «Россети Юг»	2021	5,7 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 Джангар	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Джуракская	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нарн	ПАО «Россети Юг»	2021	2×63 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 Калмыкия отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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 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	-3,7
	20.06.2018	21,6
2019	18.12.2019	3,8
	19.06.2019	27,2
2020	16.12.2020	-0,5
	17.06.2020	24,1
2021	15.12.2021	3,7
	16.06.2021	27,3
2022	21.12.2022	-0,8
	15.06.2022	24,0

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 Юг»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Юг» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 год 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 нагрузочных 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 электрической сети напряжением 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 Элиста Восточная	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1983	100	9,06	9,68	7,84	10,25	6,56	8,94	6,79	6,3	11,61	8,69	0
			T-2	ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1973	100	5,97	6,32	6,46	5,79	7,38	6,72	11,74	5,61	0	4,92	0
2	ПС 110 кВ Элиста Западная	110/35/10	T-1	ТДТНГ-10000/110	110/35/10	10	1966	75	5,62	7,11	5,79	0	7,44	11,69	9,98	0	0	5,66	0
			T-2	ТДТН-16000/110-66	110/35/10	16	1977	100	7,4	4,9	10,35	10,13	7,89	2,52	1,3	9,06	10,86	7,72	0

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 температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Элиста Западная	T-1	ТДТНГ-10000/110	1966	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-66	1977	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Элиста Восточная	T-1	ТДТН-16000/110	1983	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1973	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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 Элиста Восточная	2019	18,53	ПС 110 кВ Элиста Восточная	ТУ на ТП менее 670 кВт (213 шт.)			2024	4,64	1,28	–	0,464	19,045	19,045	19,045	19,045	19,045	19,045
2	ПС 110 кВ Элиста Западная	2020	16,14	ПС 110 кВ Элиста Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт (155 шт.)			2024	2,91	0,69	–	0,29	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45

ПС 110 кВ Элиста Восточная.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 18,53 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,935.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,515 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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].

$$S_{персп}^{тр} = 18,53 + 0,515 + 0 - 0 = 19,045 \text{ МВА.}$$

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 19,045 МВА.

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Элиста Восточная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элиста Восточная расчетный объем ГАО составит 4,085 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,045 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Элиста Западная.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 16,14 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 140 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. При отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 88 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -0,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,153.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 16,14 + 0,32 + 0 - 0 = 16,46 \text{ МВА.}$$

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,46 МВА. Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 143 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора, а при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 89 %, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Элиста Западная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует, в случае его аварийного отключения расчетный объем ГАО составит 4,94 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 16,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Юг» рекомендуется замена трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Республики Калмыкия 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 Калмыкия, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Калмыкии приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Калмыкии

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста-Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	2×125 МВА	2026	ПАО «Россети»
		2×25 МВА		

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 энергосистеме Республики Калмыкия до 2029 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия на период 2024–2029 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	870	873	871	871	871	873	871
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3	-2	0	0	2	-2
Годовой темп прироста, %	–	0,34	-0,23	0,00	0,00	0,23	-0,23

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Калмыкия прогнозируется на уровне 871 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,43 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 3 млн кВт·ч или 0,23 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 и 2029 годах и составит 2 млн кВт·ч или 0,23 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Калмыкии обусловлена положительными тенденциями социально-экономического развития региона на период до 2029 года.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	154	146	146	146	146	146	146
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-8	0	0	0	0	0
Годовой темп прироста, %	–	-5,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5649	5979	5966	5966	5966	5979	5966

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия к 2029 году прогнозируется на уровне 146 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,10 %.

Годовой прирост мощности энергосистемы Республики Калмыкия в рассматриваемый период не прогнозируется.

Годовой режим потребления электрической мощности энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 5866 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

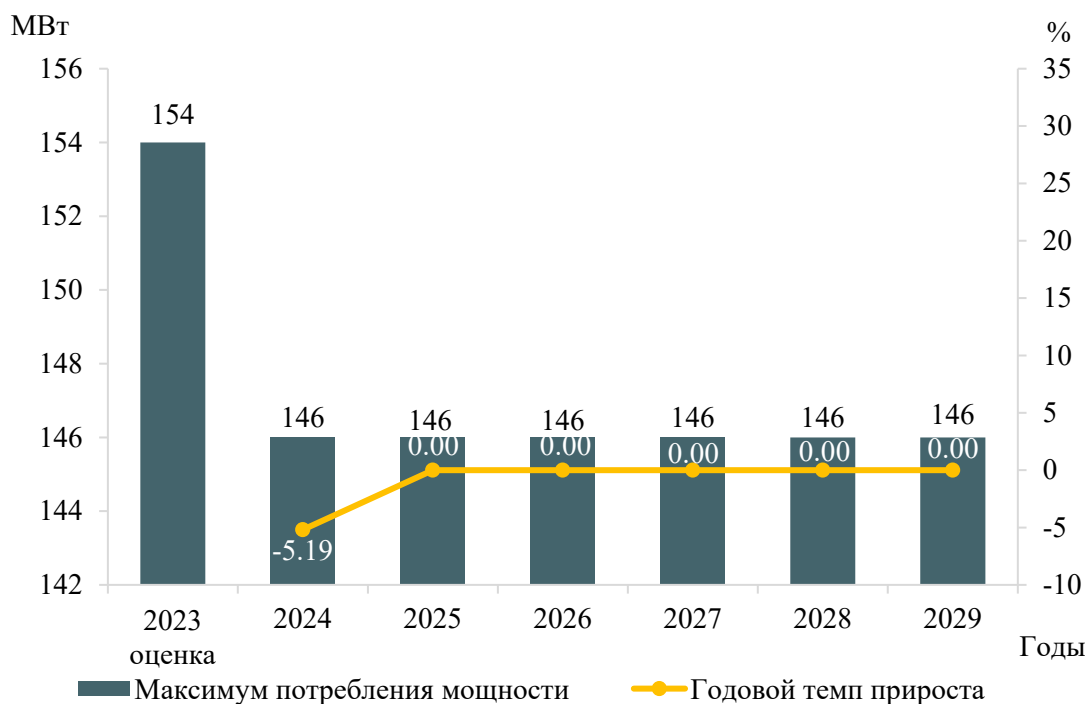


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 120 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Калмыкия в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Республики Калмыкия	–	60	60	–	–	–	–	120
ВИЭ – всего	–	60	60	–	–	–	–	120
СЭС	–	60	60	–	–	–	–	120

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 120 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия в 2029 году составит 591,1 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Калмыкия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Республики Калмыкия	471,1	531,1	591,1	591,1	591,1	591,1	591,1
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВИЭ – всего	453,1	513,1	573,1	573,1	573,1	573,1	573,1
ВЭС	219,0	219,0	219,0	219,0	219,0	219,0	219,0
СЭС	234,1	294,1	354,1	354,1	354,1	354,1	354,1

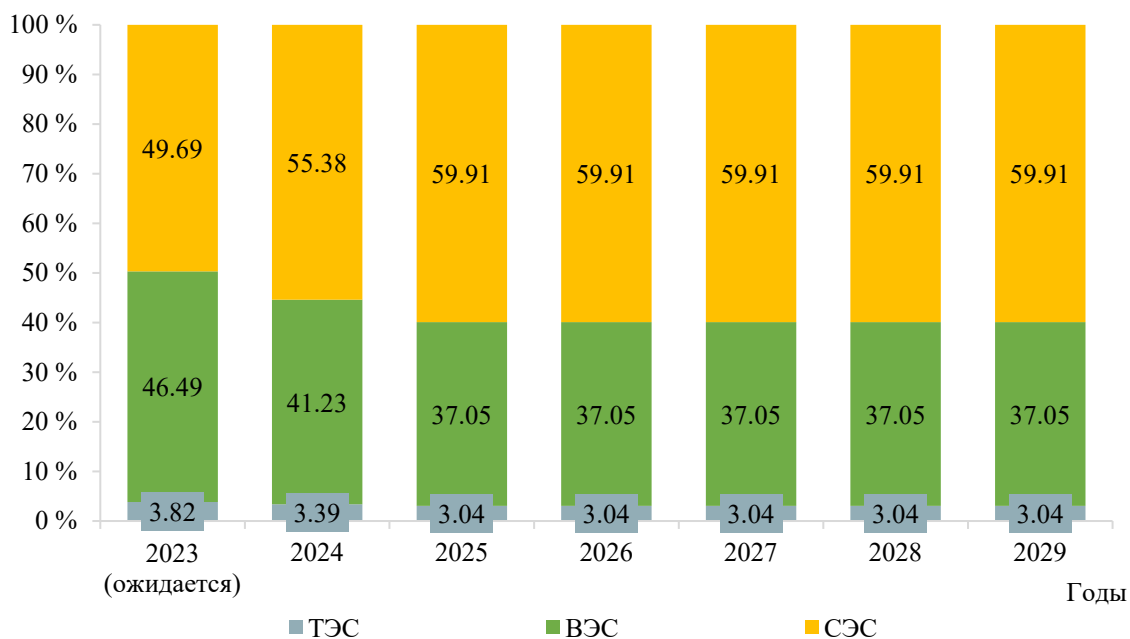


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Калмыкия 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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Калмыкия не требуются.

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 Калмыкия

В таблице 15 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 Калмыкия.

Таблица 15 – 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 Калмыкия

№ 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 отпайки от существующей ВЛ 110 кВ Лиман – Джильгита до РУ 110 кВ Красинской СЭС проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 0,7 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	1×0,7	–	–	–	–	–	0,7	Обеспечение выдачи мощности Красинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60

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 16.

Таблица 16 – 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	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста-Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	

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 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 Элиста Западная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	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

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

В таблице 18 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

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

Таблица 18 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ОРУ 110/10 кВ Лаганской СЭС с одним силовым трансформатором 110/10,5/10,5 кВ мощностью 62,9 МВА	220	МВА	–	–	1×62,9	–	–	–	–	62,9	Лаганская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	60
2	Строительство отпайки от существующей ВЛ 110 кВ Каспийская-2 – Улан-Холл с отпайкой на ПС Джигильта до РУ 110 кВ Лаганской СЭС проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 0,6 км	220	км	–	–	1×0,6	–	–	–	–	0,6			
3	Установка УШР 25 Мвар на ОРУ 110/10 кВ Лаганской СЭС	220	Мвар	–	–	25	–	–	–	–	25			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Республики Калмыкия, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) 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) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Калмыкия 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 Калмыкия осуществляет свою деятельность единственная сетевая организация: ПАО «Россети Юг».

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Калмыкия на прогнозный период включает в себя:

- НВВ ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционной программе 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 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 ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности ТСО с учетом планов по инвестиционной программе и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности 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);

- утвержденной и принятой к учету в целях тарифного регулирования инвестиционной программой;

- 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 ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для ТСО исполнительным органом субъекта 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 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;

¹ Приказ Региональной службы по тарифам Республики Калмыкия от 28.11.2022 № 95-п/э.

– 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 19.

Таблица 19 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %

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
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей 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 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 Калмыкия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Калмыкия, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республике Калмыкия, 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, утвержденного на 2023 год приказом Государственного Комитета по ценам и тарифам от 29.11.2022 № 60/2 (далее – тарифное решение) ,в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³ и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,3 %	-0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,2 %	-0,2 %

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 утвержденной инвестиционной программы 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 утвержденную инвестиционную программу 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 ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе 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 ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной 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 Калмыкия представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Калмыкия (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:	283	165	169	75	75	75

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	86	90	94	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	113	76	345	76	93	93

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Калмыкия 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 22 и на рисунке 7.

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 22 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Калмыкия 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.	3,1	3,3	3,5	3,6	3,8	3,9
НВВ	млрд руб.	3,2	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,1	-0,2	-0,4	-0,6	-0,8	-0,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,9	5,2	5,5	5,8	6,0	6,2
Среднегодовой темп роста	%	—	108	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,8
Среднегодовой темп роста	%	—	98	99	99	99	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,4	-0,7	-1,0	-1,2	-1,4

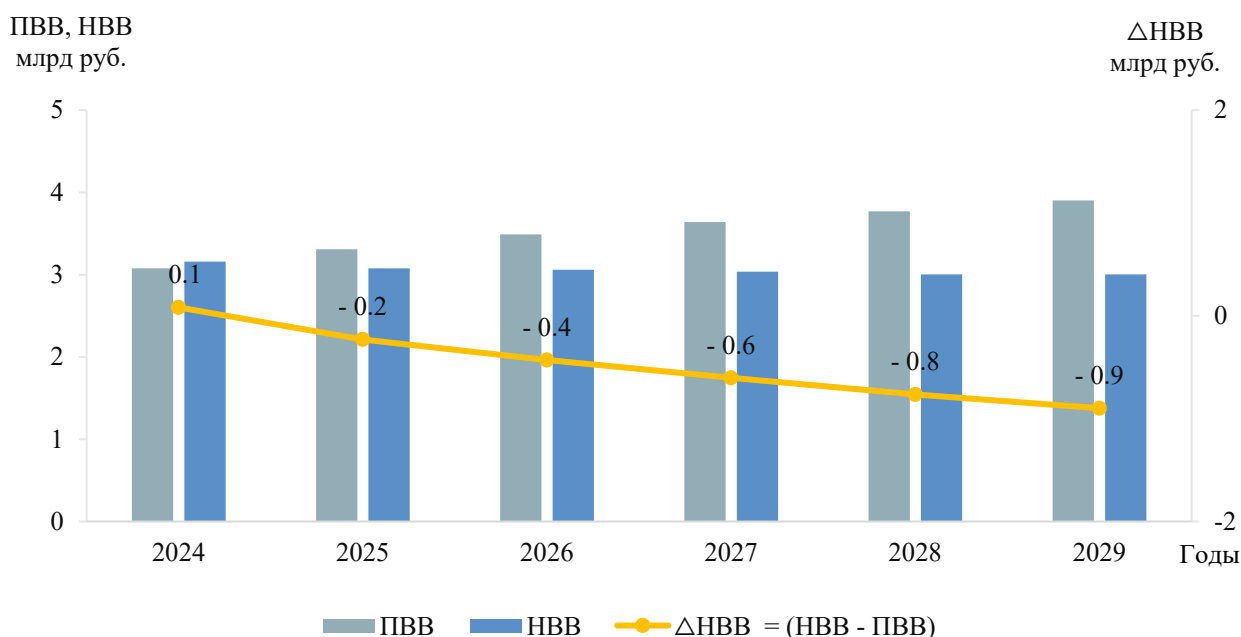


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Калмыкия при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 22, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Республики Калмыкия 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 Калмыкия 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 и снижения на 2 процентных пункта темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, сценарий 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценария 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,1 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 8.

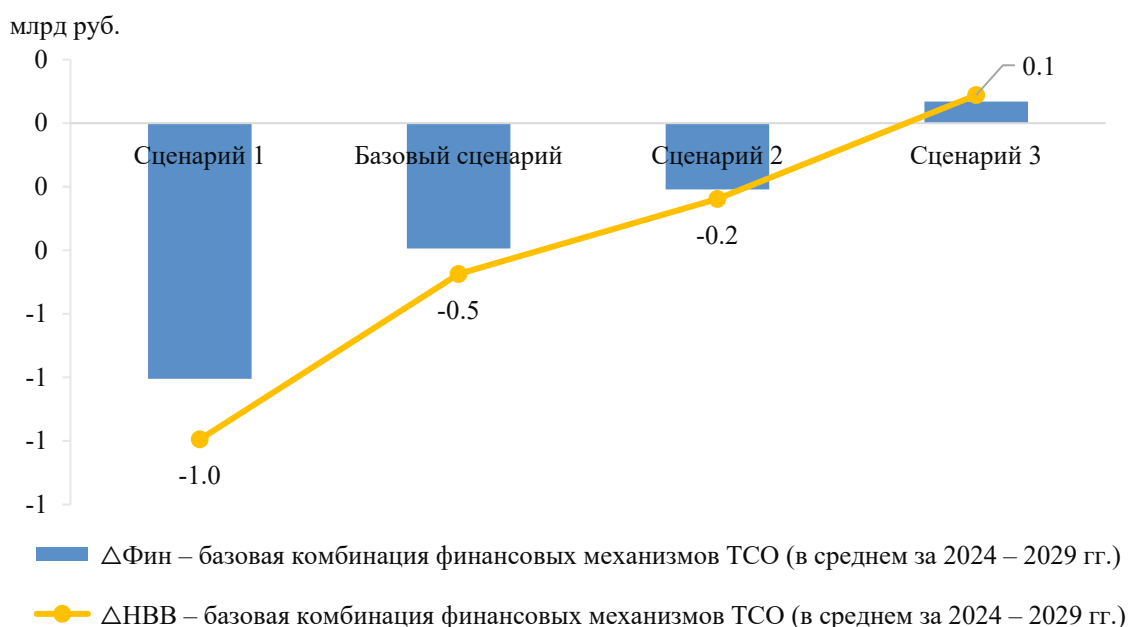


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Калмыкия

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %

Наименование	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	13 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	10 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 23).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Калмыкия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Калмыкия, 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 энергосистеме Республики Калмыкия оценивается в 2029 году в объеме 871 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 0,43 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия к 2029 году увеличится и составит 146 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 0,10 %.

Незначительный прирост потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Калмыкия ожидается в 2024 и 2028 годах.

Прироста потребления мощности в энергосистеме Республики Калмыкия в рассматриваемый прогнозный период не ожидается.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5966–5979 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 120 МВт на СЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия в 2029 году составит 591,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Калмыкия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Калмыкия.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1,3 км, трансформаторной мощности 437,9 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: 30.11.2023).

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: 30.11.2023).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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

изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. 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: 30.11.2023).

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 Калмыкия														
Элистинская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ										
		1	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Приютненская ВЭС	ООО «АЛТЭН»			–										
		1	VENSYS-62		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
		2	VENSYS-62		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4		
Юстинская ВЭС	ООО «ВЭС «Бриз»			–										
		1-25	A600.ПЧ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Малодербетовская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			–										
		1 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Яшкульская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»			–										
		1 очередь	ФЭСМ		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
		2 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3 очередь	ФЭСМ	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5		
Аршанская СЭС	ООО «ФНГ2»			–										
		1 очередь	ФЭСМ		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		5 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		6 очередь	ФЭСМ		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
		7 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		8 очередь	ФЭСМ	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	115,6	115,6	115,6	115,6	115,6	115,6	115,6	115,6		
Целинская ВЭС	ООО «Четвертый Ветропарк ФРВ»			–										
		1-24	Vestas V126-4.2		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8		
Сальнская ВЭС	ООО «Четвертый Ветропарк ФРВ»			–										
		1-24	Vestas V126-4.2		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8		
Красинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			–										
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1891)				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		

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)								
Лаганская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	–				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	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 Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста-Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	2026	Реновация основных фондов	851,25	851,25
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50				
2	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Западная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	107,77	107,77	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	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
3	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	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	215,51	215,51

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ 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.