

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 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.....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
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.....	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	23
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	24

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	27
3.3	Прогноз потребления мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
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	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34
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	36
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	41
7.1	Основные подходы	41
7.2	Исходные допущения.....	42
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	45
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	47
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	48
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	51
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	52
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	53

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.....	55
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДЗ	–	область допустимых значений
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
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
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
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Калмыкия за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Калмыкия на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики 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	49,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия на 01.01.2025 составила 534,1 МВт, в том числе: ТЭС – 18,0 МВт, ВЭС – 219,0 МВт, СЭС – 297,1 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	471,1	63,0	–	–	–	534,1
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
ВЭС	219,0	–	–	–	–	219,0
СЭС	234,1	63,0	–	–	–	297,1

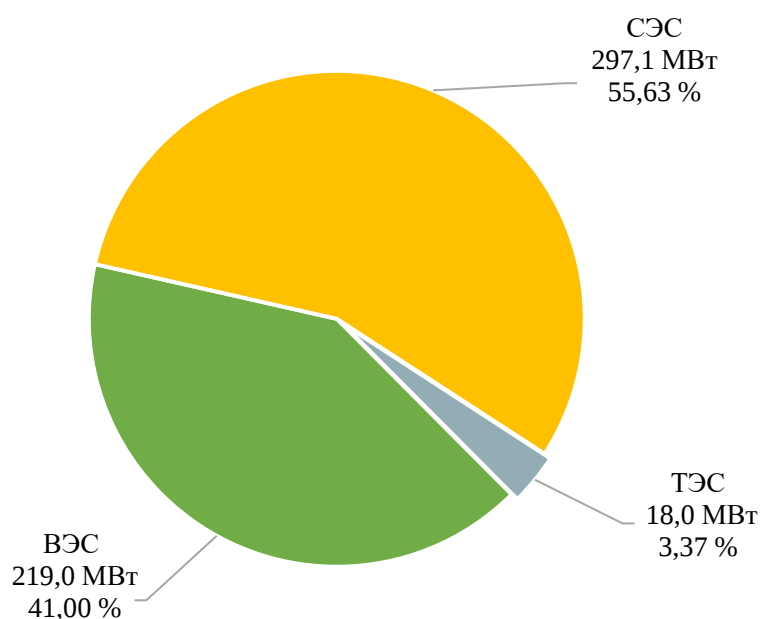


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия в 2024 году составило 946,7 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 82,3 млн кВт·ч, ВЭС – 576,6 млн кВт·ч, СЭС – 287,7 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч.

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	263,6	826,1	967,1	976,8	946,7
ТЭС	104,1	98,3	93,8	77,2	82,3
ВЭС	88,7	587,6	618,9	613,9	576,6
СЭС	70,7	140,2	254,4	285,7	287,7

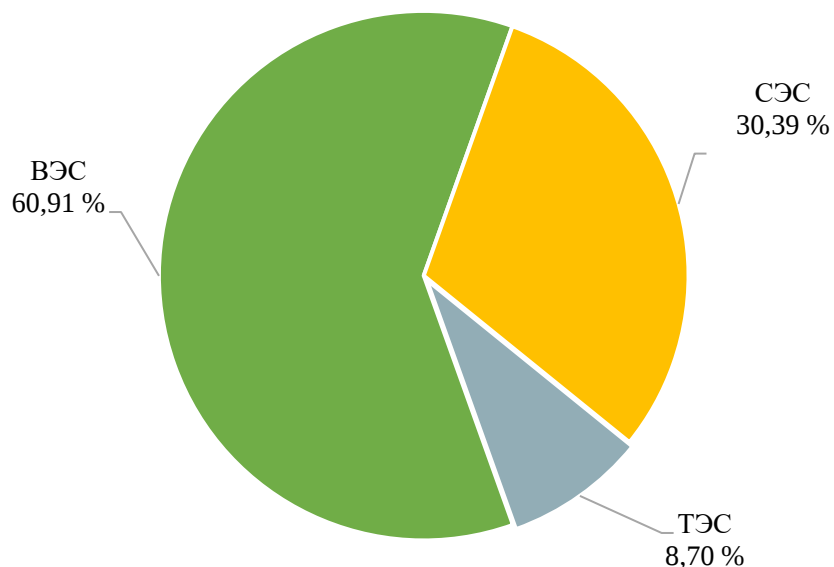


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Калмыкия в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Калмыкия приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	734	854	845	913	924
Годовой темп прироста, %	-6,14	16,35	-1,05	8,05	1,20
Максимум потребления мощности, МВт	132	143	145	152	162
Годовой темп прироста, %	6,45	8,33	1,40	4,83	6,58
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5561	5972	5828	6007	5703
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	16.11 18:00	22.07 15:00	02.12 12:00	11.01 12:00	16.07 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-1,9	28	-5	-15,4	31,5
Максимум потребления мощности (зима), МВт	132	138	145	152	150
Максимум потребления мощности (лето), МВт	115	143	136	145	162

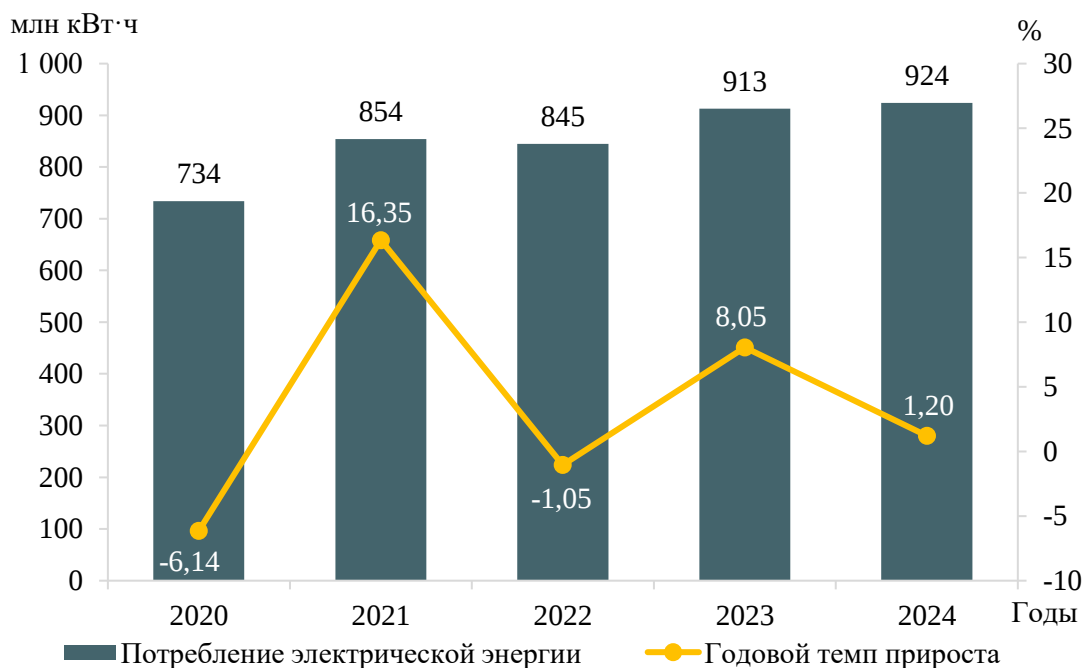


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

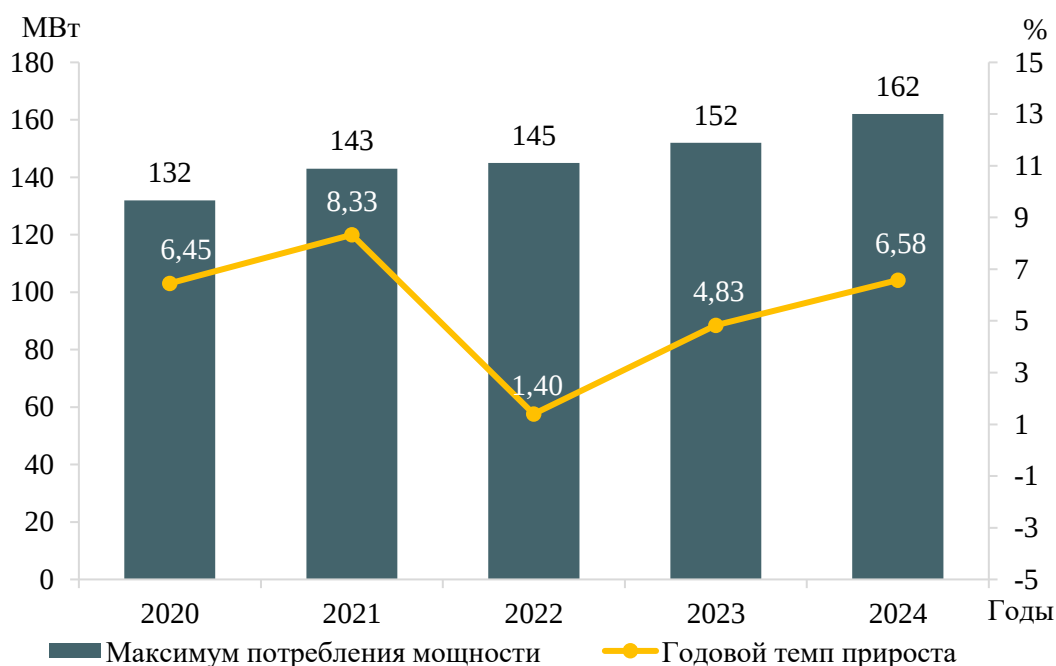


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия увеличилось на 142 млн кВт·ч и составило в 2024 году 924 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,39 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 16,35 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,14 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия вырос на 38 МВт и составил 162 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 5,49 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 8,33 % в 2021 году в связи с загрузкой нефтеперекачивающих станций ЗАО «КТК-Р». 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.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия был зафиксирован в 1992 году в размере 219 МВт.

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;
- прохождением годовых максимумов потребления мощности как в зимний, так и в летний период;
- значительным увеличением загрузки нефтеперекачивающих станций ЗАО «КТК-Р»;
- увеличением потребления населением.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джуракская от ВЛ 110 кВ Элиста Северная – Элиста Восточная	ПАО «Россети Юг»	2020	27,5 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Элиста Северная – Нарн	ПАО «Россети Юг»	2021	5,7 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ 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 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Республики 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 и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
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
2023	20.12.2023	2,6
	21.06.2023	27,3
2024	18.12.2024	2,2
	19.06.2024	27,9

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения 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 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Цаган-Аман	110/10	T-1	110/10	16	1,13	3,42	2,14	7,24	5,14	0,00	1,13	0,86	0,60	0,84	0
			T-2	110/10	6,3	0,67	3,83	2,04	7,02	1,71	1,30	0,67	0,56	0,08	0,38	
2	ПС 110 кВ Элиста Восточная	110/35/10	T-1	110/35/10	16	7,84	10,25	6,56	2,72	7,88	5,63	11,61	8,69	6,13	5,24	2,00
			T-2	110/35/10	16	6,46	5,79	7,38	11,03	9,32	5,61	0,00	4,61	6,04	8,39	
3	ПС 110 кВ Элиста Западная	110/35/10	T-1	110/35/10	10	10,57	0,00	7,44	3,51	6,36	0,00	0,00	5,27	5,46	3,20	2,00
			T-2	110/35/10	16	2,31	10,34	7,89	8,71	9,20	9,06	10,86	7,16	6,96	11,83	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Цаган-Аман	T-1	ТДН-16000/110	1987	90,7	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110	1972	90,7	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Элиста Восточная	T-1	ТДТН-16000/110	1973	82,3	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1973	90,3	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Элиста Западная	T-1	ТДТНГ-10000/110	1966	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1966	83,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	Уном перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Цаган-Аман	2023 / зима	14,26	ПС 110 кВ Цаган-Аман	ООО «ТегПродакшн»	28.06.2023	80-1-23-00700859	2025	2,000	0	10	1,800	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
				ПС 110 кВ Цаган-Аман				2025	0,209	0,099	0,4	0,011						
				ПС 110 кВ Цаган-Аман				2025	0,450	0	10	0,045						
2	ПС 110 кВ Элиста Восточная	2024 / зима	17,20	ПС 35 кВ ЭПТФ	Казенное учреждение Республики Калмыкия «Главное управление капитального строительства»	28.06.2023	80-1-23-00689535	2025	1,210	0	10	0,242	15,84	15,84	15,84	15,84	15,84	15,84
				ПС 110 кВ Элиста Восточная				2026	3,081	0,302	0,4	0,278						
				ПС 110 кВ Элиста Восточная				2025	1,020	0,370	10	0,065						
				ПС 35 кВ ЭПТФ				2025	0,070	0,030	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Буратинская				2025	0,015	0,015	0,4	0						
				ПС 35 кВ Зверосовхозная				2025	0,030	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Вознесенская				2025	0,020	0	0,4	0,002						
3	ПС 110 кВ Элиста Западная	2024 / лето	15,03	ПС 110 кВ Элиста Западная				2026	1,764	0,504	0,4	0,126	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
				ПС 110 кВ Элиста Западная				2026	1,140	0,130	10	0,101						
				ПС 35 кВ Хар-Бурук				2025	0,010	0	0	0,001						
				ПС 35 кВ Хар-Бурук				2025	0,030	0	10	0,003						
				ПС 35 кВ Салын				2026	0,004	0	0,4	0,0004						

ПС 110 кВ Цаган-Аман.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 14,26 МВА.

Данная нагрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Цаган-Аман показана загрузкой обратной трансформацией мощности от Юстинской ВЭС.

Анализ ведомости съема показаний за данный контрольный замер показал, что сумма нагрузок по отходящим ЛЭП 10 кВ составляет 1,06 МВт (полная мощность – 1,06 МВА).

При отключении одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Цаган-Аман вводится ограничение мощности на Юстинской ВЭС.

С учетом вышеперечисленного в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 14,9 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 2,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,132.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,999 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 1,06 + 1,999 + 0 - 0 = 3,059 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Цаган-Аман, оставшегося в работе после отключения Т-1 и составляет 42,9 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Цаган-Аман с заменой существующего силового трансформатора 1×6,3 МВА на 1×25 МВА).

ПС 110 кВ Элиста Восточная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 17,20 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 94,7 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 15,20 МВА (83,7 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,729 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,640 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,2 + 0,640 + 0 - 2 = 15,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,00 МВА не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Элиста Восточная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 87,23 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Элиста Восточная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

ПС 110 кВ Элиста Западная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 15,56 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 85,7 % от $S_{\text{дн}}$. В ПАР отключения Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 37,1 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 19,5 %, нагрузка трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 13,56 МВА (74,7 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,314 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,247 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,56 + 0,247 + 0 - 2 = 13,807 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,00 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Элиста Западная, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 21,7 % (без ТП превышение до 19,5 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Элиста Западная, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 76,1 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Элиста Западная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае его аварийного отключения расчетный объем ГАО составит 2,46 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 13,807 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Юг»

Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Юг» – «Калмэнерго» предлагается реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход с заменой провода АС-70/19 на АС-120/19, протяженностью по трассе 59,4 км.

В нормальной схеме ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 на ПС 110 кВ Солодники разомкнут по условиям работы РЗА.

Карта-схема существующей схемы района расположения ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход приведена на рисунке 5. Существующая схема электрических соединений района ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход приведена на рисунке 6.

Токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход выявлена на этапах 2025–2029 годов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ. Перегрузка выявлена при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Большой Царын-1 при выдаче полной мощности Малодербетовской СЭС (при замыкании транзита 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники).

Максимальная перегрузка выявлена в летний максимум потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на этапе 2025 г. и составляет 239,4 А (102,7 % от $I_{\text{дтн}} = 233,2$ А, 85,5 % от $I_{\text{адтн}} = 279,8$ А).

Схемно-режимные мероприятия для устранения данной перегрузки отсутствуют.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО в рассматриваемом энергоузле рассмотрены варианты усиления сети 110 кВ:

Вариант № 1.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход протяженностью 59,4 км с заменой провода марки АС-70 на провод марки АС-120 на участках от ПС 220 кВ Большой Царын-1 до отпайки на ПС 110 кВ Восход и от отпайки на ПС 110 кВ Восход до ПС 110 кВ Солодники.

Вариант № 2.

Строительство новой ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники 2 цепь ориентировочной протяженностью 71 км.

Данный вариант предусматривает:

- строительство новой ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники 2 цепь сечением АС-120 ориентировочной протяженностью 71 км;

- реконструкция ПС 220 кВ Большой Царын-1 с установкой ячейки выключателя 110 кВ;

- реконструкция ПС 110 кВ Солодники с расширением РУ 110 кВ до схемы № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и установкой ячейки выключателя 110 кВ ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники 2 цепь, установкой ячейки выключателя 110 кВ СВ.

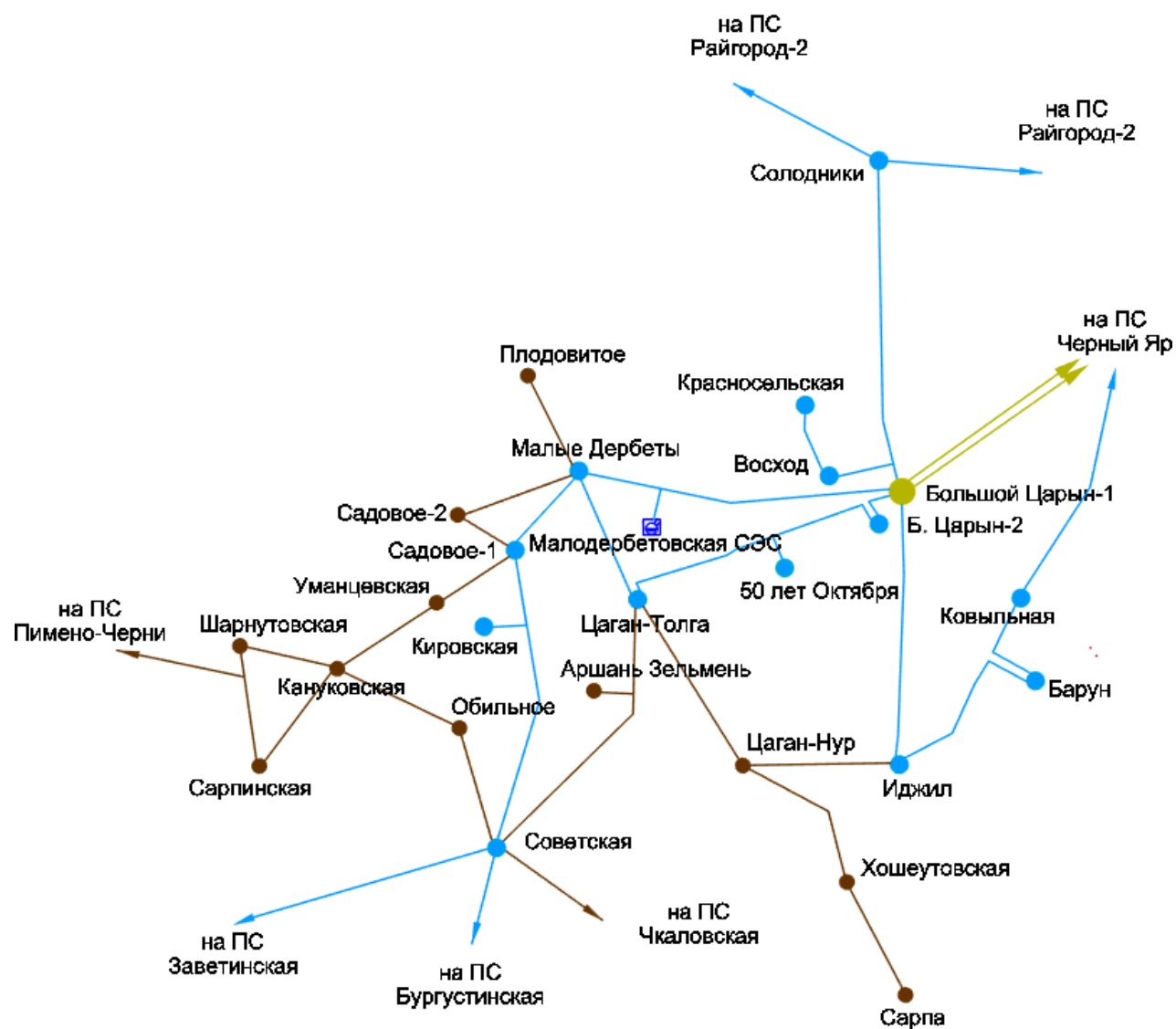


Рисунок 5 – Карта-схема района расположения ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход.
Существующая схема.

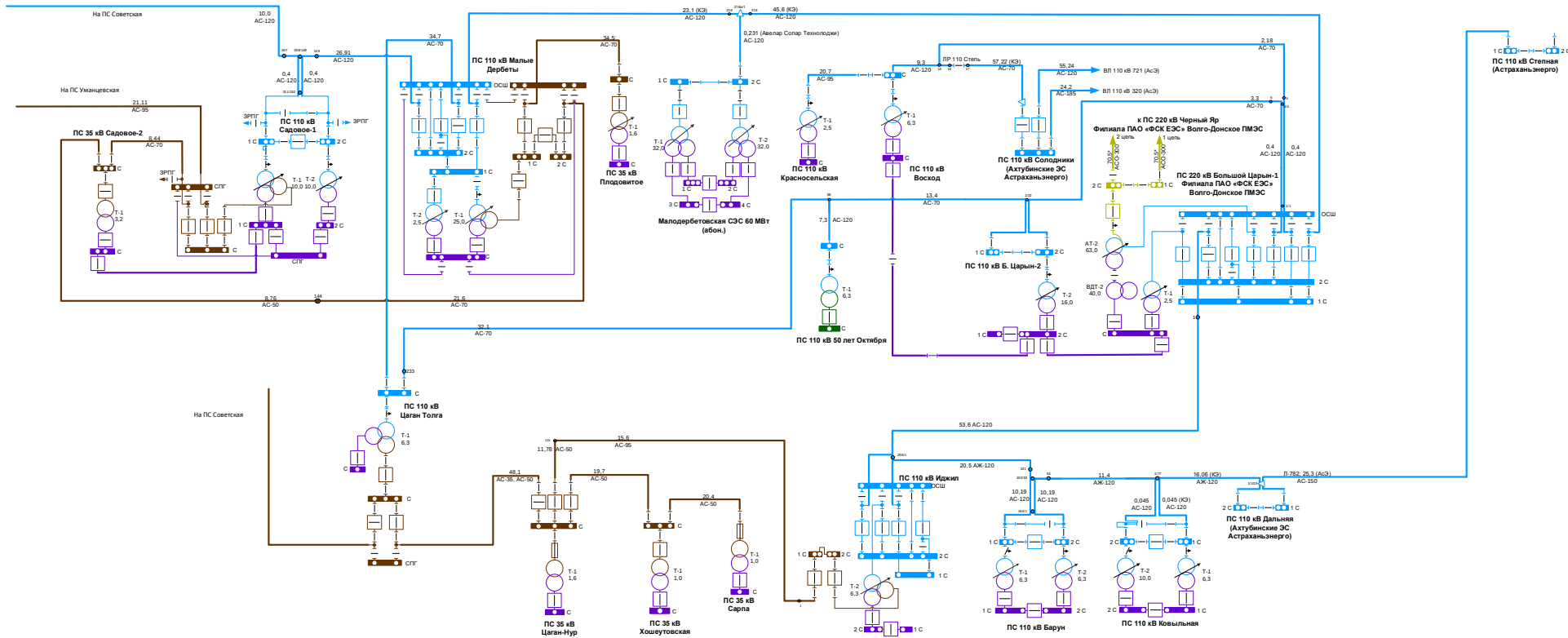


Рисунок 6 – Схема электрических соединений района ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход.
Существующая схема.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при отключении АТ-2 ПС 220 кВ Большой Царын-1 для РБУ летнего максимума потребления мощности на этапе 2025 года при ТНВ в ПЭВТ выявил выход параметров электроэнергетического режима за ОДЗ:

– токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход составит 239,4 А (102,7 % от ДДТН).

При отключении АТ-2 ПС 220 кВ Большой Царын-1 для снижения загрузки электросетевого оборудования рекомендуется выполнение схемно-режимных мероприятий:

– ограничение мощности на Малодербетовской СЭС в объеме 1,3 МВт (установленная мощность Малодербетовской СЭС 60 МВт).

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при отключении АТ-2 ПС 220 кВ Большой Царын-1 для РБУ летнего максимума потребления мощности на этапе 2025 года при ТНВ в ПЭВТ с учетом ограничения мощности на Малодербетовской СЭС не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход составит 233,2 А (99,9 % от ДДТН).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» – «Калмэнерго» (реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Царын-1 – Солодники с отпайкой на ПС Восход с заменой провода АС-70 на провод с большей длительной допустимой токовой нагрузкой).

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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Калмыкия приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Республики Калмыкия

№ п/п	Наименование	Параметры	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- 10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	2×125 МВА	2029	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 2026–2031 годы

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Калмыкия

№ 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	ПС 110 кВ Промысловая	АО «КТК-Р»	0,0	33,0	110	2027	ПС 220 кВ Лиман

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	928	935	964	1044	1101	1105	1110
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	7	29	80	57	4	5
Годовой темп прироста, %	–	0,75	3,10	8,30	5,46	0,36	0,45

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Калмыкия прогнозируется на уровне 1110 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,66 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 80 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 8,30 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,36 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.



Рисунок 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Калмыкии обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления в трубопроводном транспорте;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	150	157	177	178	179	179	180
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	7	20	1	1	0	1
Годовой темп прироста, %	–	4,67	12,74	0,56	0,56	0,00	0,56
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6187	5955	5446	5865	6151	6173	6167

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия к 2031 году прогнозируется на уровне 180 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,52 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Республики Калмыкия ожидается в 2027 году и составит 20 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 12,74 %. В последующие годы, кроме 2030 года, прирост мощности прогнозируется в размере 1 МВт или 0,56 %. В 2030 году прироста мощности не ожидается.

Годовой режим потребления электрической мощности энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к небольшому уплотнению по сравнению с отчетным периодом за счет увеличения потребления в трубопроводном транспорте. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6167 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.

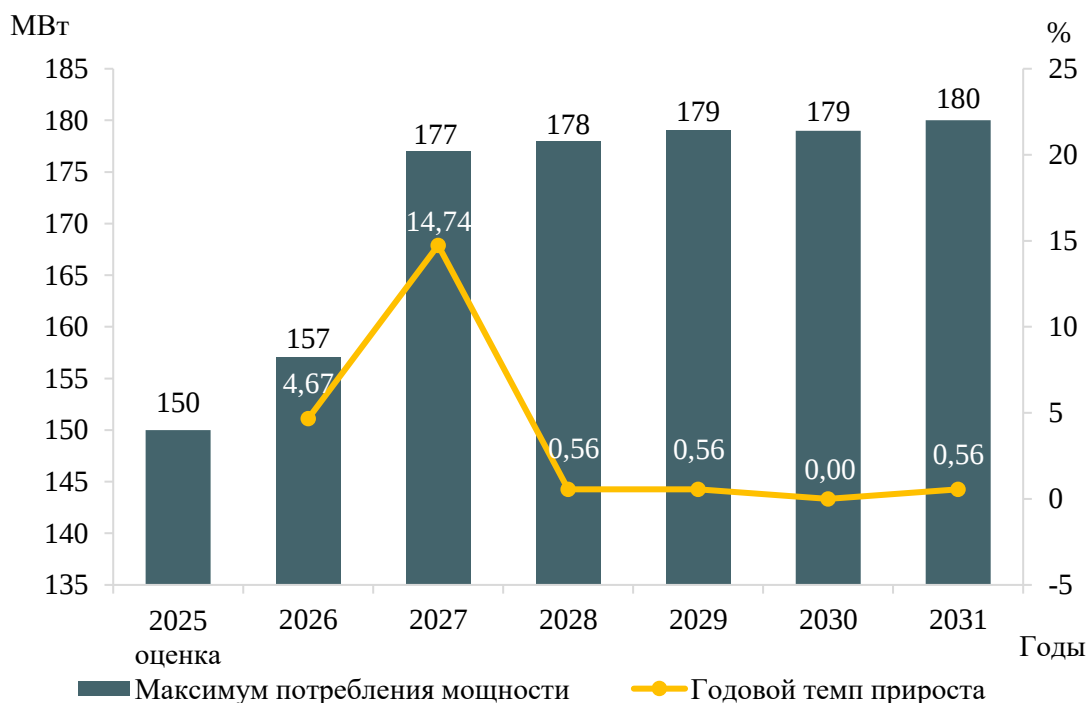


Рисунок 8 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия в 2025 году ожидаются в объеме 63 МВт на СЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Калмыкия в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Калмыкия, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	63	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	63	–	–	–	–	–	–	–

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 63 МВт в 2025 году.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия в 2031 году составит 597,1 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Калмыкия снизится доля ТЭС по сравнению с отчетным годом с 3,37 % до 3,01 %, доля ВЭС снизится с 41 % до 36,68 %, доля СЭС увеличится с 55,63 % до 60,31 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия представлена в таблице 16 Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия представлена на рисунке 9.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	597,1	597,1	597,1	597,1	597,1	597,1	597,1
ТЭС	18	18	18	18	18	18	18
ВЭС	219	219	219	219	219	219	219
СЭС	360,1	360,1	360,1	360,1	360,1	360,1	360,1

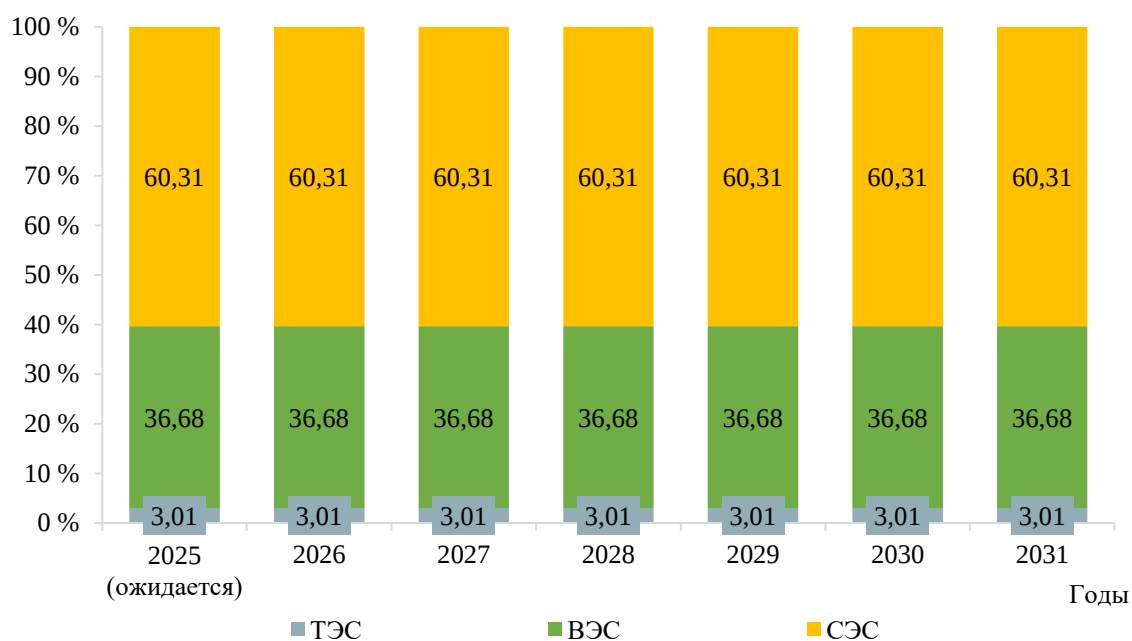


Рисунок 9 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Калмыкия

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 2025–2031 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО 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 17 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Калмыкия.

Таблица 17 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Калмыкия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста Северная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей КУ РК «Главное управление капитального строительства»	КУ РК «Главное управление капитального строительства»	–	5,3981
2	Строительство ПС 110 кВ Промысловая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой БСК мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»	–	33
		ПАО «Россети Юг»	110	Мвар	–	–	1×25	–	–	–	–	25				
3	Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 72 ВЛ 110 кВ Лиман – Зензели № 1 (ВЛ 110 кВ Зензели-1) до ПС 110 кВ Промысловая ориентировочной протяженностью 48 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	–	48	–	–	–	–	48				
4	Строительство ЛЭП 110 кВ Лиман – Промысловая ориентировочной протяженностью 23 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	–	23	–	–	–	–	23				
5	Строительство РУ 110 кВ Лаганской СЭС с одним трансформатором 110/10-10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигри н Пауэр Калмыкия»	110	МВА	1×62,9	–	–	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Лаганской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр Калмыкия»	–	60
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Каспийская-2 – Улан-Хол с отпайкой на ПС Джильгита до Лаганской СЭС ориентировочной протяженностью 0,6 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	0,6	–	–	–	–	–	–	0,6				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	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-2 110/10-10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей КУ РК «Главное управление капитального строительства»
		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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Западная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	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 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Калмыкия по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Калмыкия (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	0,00	125,25	996,69	2689,45	1486,13	0,00	0,00	5297,51

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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Ростовской области, Республика Калмыкия (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительными органами власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов с 2025 года будут приниматься единые решения по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии.

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 13 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 65 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах) и АО «Донэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 23 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах).

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 рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

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

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и 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 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем

¹ Постановления Региональной службы по тарифам Ростовской области от 25.11.2022 № 68/3 и от 06.12.2023 № 790.

России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕВITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	8 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 10.12.2024 № 627 «О корректировке единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ростовской области и Республики Калмыкия на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

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

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

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

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,5 %	1,1 %	1,9 %	0,9 %	0,8 %	1,8 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	4179	4955	6478	5419	5506	5511
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	1810	2290	1580	162	137	143
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4419	3647	8680	5395	6485	6897

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 10.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	53,0	58,1	62,5	65,9	69,3	73,8
НВВ	млрд руб.	53,9	58,9	61,4	64,7	67,3	74,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,9	0,8	-1,1	-1,2	-2,0	0,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,83	4,15	4,39	4,58	4,79	5,01
Среднегодовой темп роста	%	–	108	106	104	104	105
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,90	4,21	4,31	4,50	4,65	5,02
Среднегодовой темп роста	%	–	108	102	104	103	108
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,06	0,06	-0,08	-0,08	-0,14	0,01

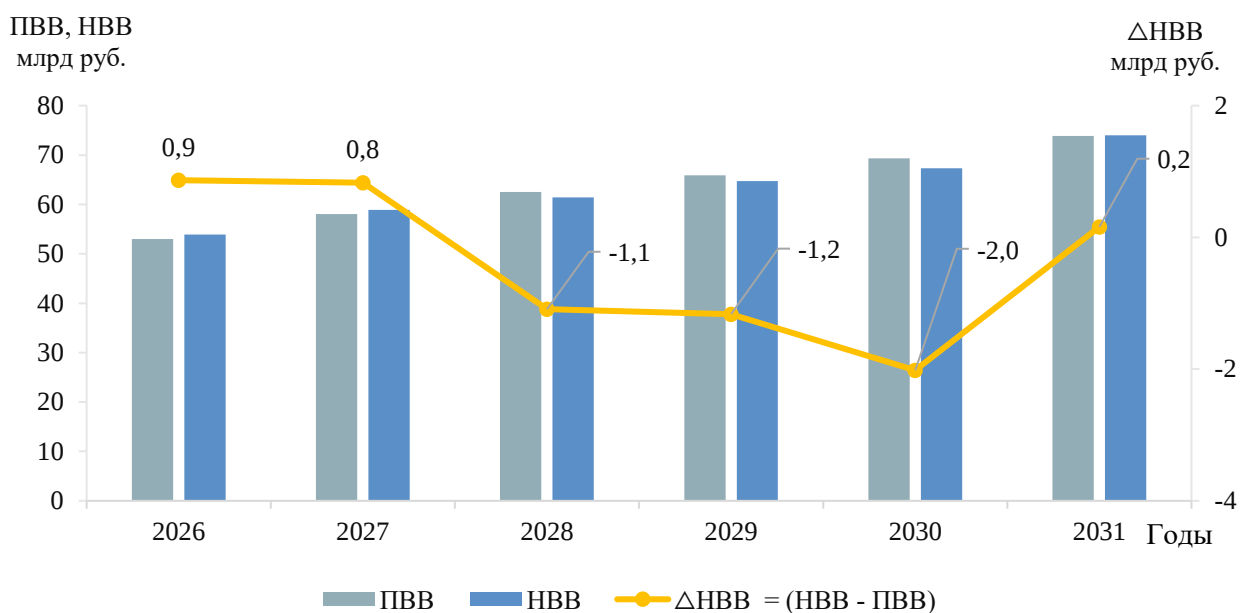


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки на всем прогножном периоде при снижении (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 1,7–62,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 11.

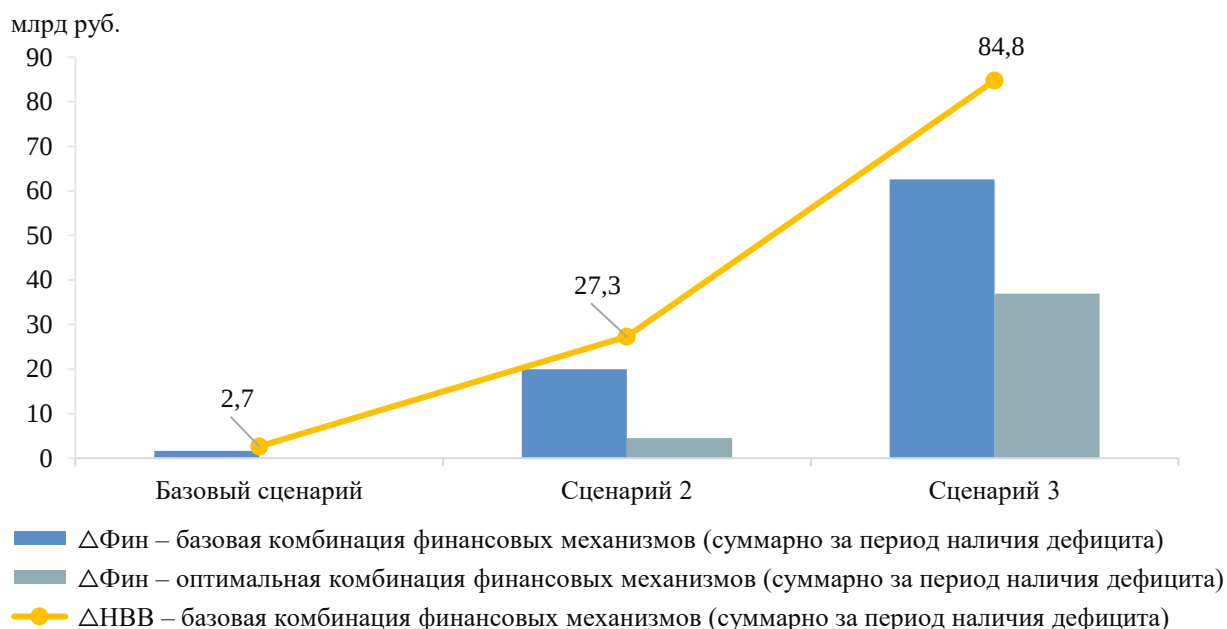


Рисунок 11 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

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

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	1 %	52 %	52 %

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	21 %	48 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	19 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 11, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 25) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования инвестиций при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

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 2031 году в объеме 1110 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,66 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия к 2031 году увеличится и составит 180 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,52 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Калмыкия в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5446–6173 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Калмыкия в 2031 году составит 597,1 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 71,6 км, трансформаторной мощности 169,9 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

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

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики 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	
		2	ГТЭ-009М		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	
		2	VENSYS-62		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	
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	
		2 очередь	ФЭСМ		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	
		2 очередь	ФЭСМ		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	
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	
		2 очередь	ФЭСМ		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	
		4 очередь	ФЭСМ		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	
		6 очередь	ФЭСМ		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	
		8 очередь	ФЭСМ		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	
Установленная мощность, всего		–	–		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	
Салынская 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	
Установленная мощность, всего		–	–		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Красинская СЭС	ООО «ЮГК Калмыкия»			—									
		—	ФЭСМ		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Установленная мощность, всего		—	—		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Лаганская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			—									
		—	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)			63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		—	—			63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации 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 Российской Федерации 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⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики 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-2 110/10-10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–		250	2029 ³⁾	Реновация основных фондов	5173,76	5120,35
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–		50	2029 ³⁾			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
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 16 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–		16	–	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	177,16	177,16

Примечания

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

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

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