

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

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
2.1.1 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан	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	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	16
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	33
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	34
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	34
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	34
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	35
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	35
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	37
3.3	Прогноз потребления мощности.....	38
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	39
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	42
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	42
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 Чеченской Республики.....	44
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	47
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	47
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	50
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	51
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	53
7.1	Основные подходы.....	53
7.2	Исходные допущения.....	54
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	57
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	58
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	60
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	62
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	63

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	64
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	65

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха

ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Чеченской Республики 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 Чеченской Республики 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 Чеченской Республики 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 Чеченской Республики входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

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

– филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Чеченской Республики;

– АО «Чеченэнерго» (под управлением ПАО «Россети Северный Кавказ») – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Чеченской Республики.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Чеченской Республики связана с энергосистемами:

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Северная Осетия-Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Ингушетия (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 3 шт.; ВЛ 35 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Чеченской Республики

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
ООО «ТК ЮгАгроХолдинг»	70,1
Более 10 МВт	
АО «Чеченцемент»	15,0
Войсковая часть 6790	12,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики на 01.01.2025 составила 375,5 МВт, в том числе: ГЭС – 1,3 МВт, ТЭС – 360,0 МВт, СЭС – 14,2 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 Чеченской Республики, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	366,3	9,2	–	–	–	375,5
ГЭС	1,3	–	–	–	–	1,3
ТЭС	360,0	–	–	–	–	360,0
СЭС	5,0	9,2	–	–	–	14,2

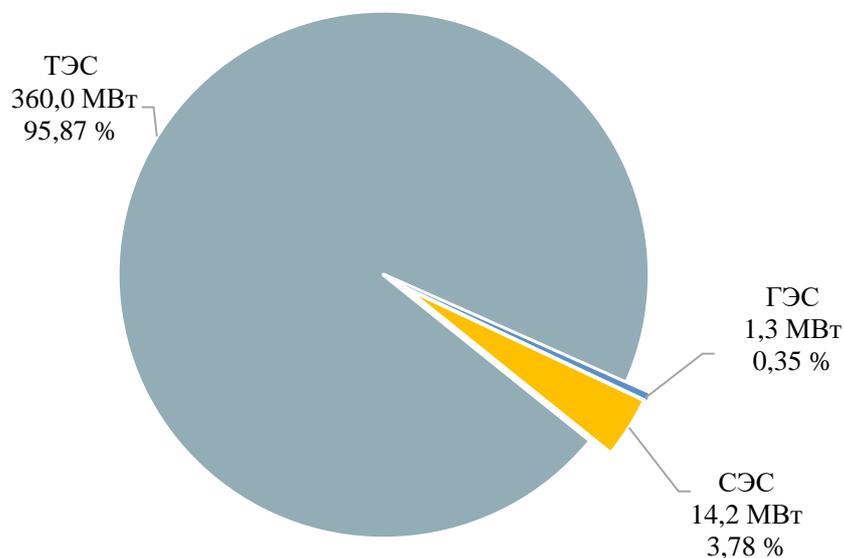


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в 2024 году составило 1795,7 млн кВт·ч, в том числе: ГЭС – 8,6 млн кВт·ч, ТЭС – 1779,2 млн кВт·ч, СЭС – 7,9 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Чеченской республики за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	1314,3	1372,2	1586,5	1759,7	1795,7
ГЭС	7,8	8,2	8,1	7,4	8,6
ТЭС	1306,5	1364,0	1572,5	1746,2	1779,2
СЭС	–	–	6,0	6,1	7,9

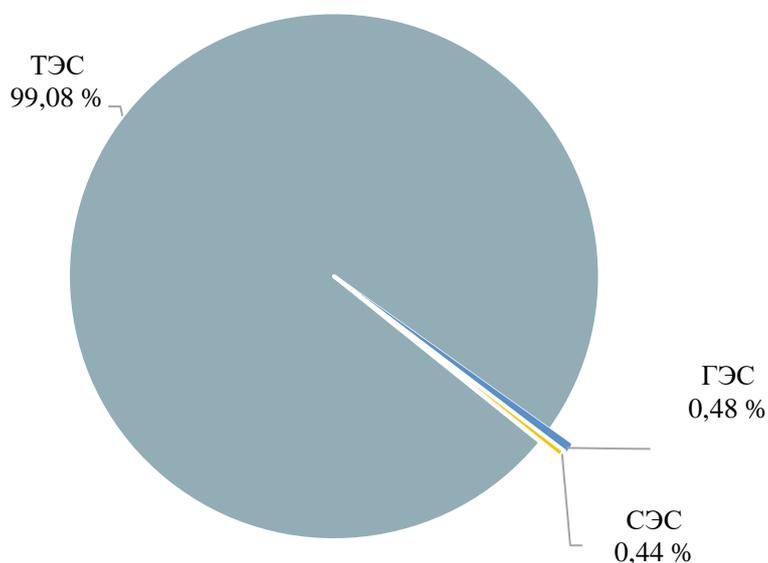


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3066	3359	3413	3549	3915
Годовой темп прироста, %	0,69	9,56	1,61	3,98	10,31
Максимум потребления мощности, МВт	543	567	562	616	664
Годовой темп прироста, %	2,26	4,42	-0,88	9,61	7,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5646	5924	6073	5761	5896
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	31.12 13:00	22.12 13:00	25.12 13:00	14.08 20:00	15.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-0,1	-2,7	-2,5	30,1	-6,6
Максимум потребления мощности (зима), МВт	543	567	562	604	664
Максимум потребления мощности (лето), МВт	480	515	556	616	635

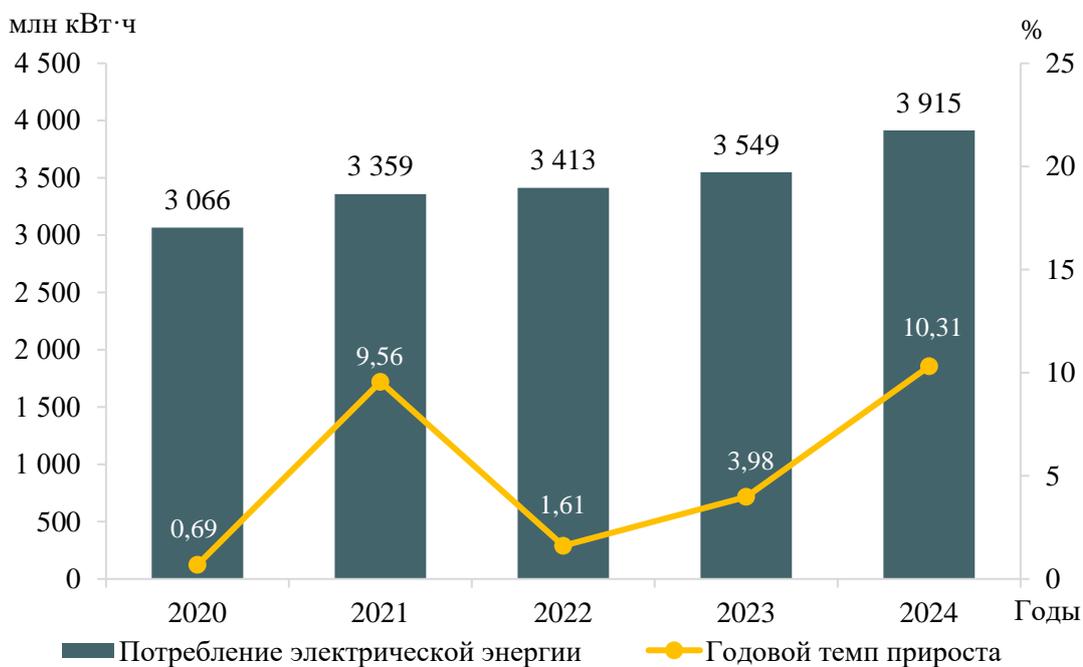


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

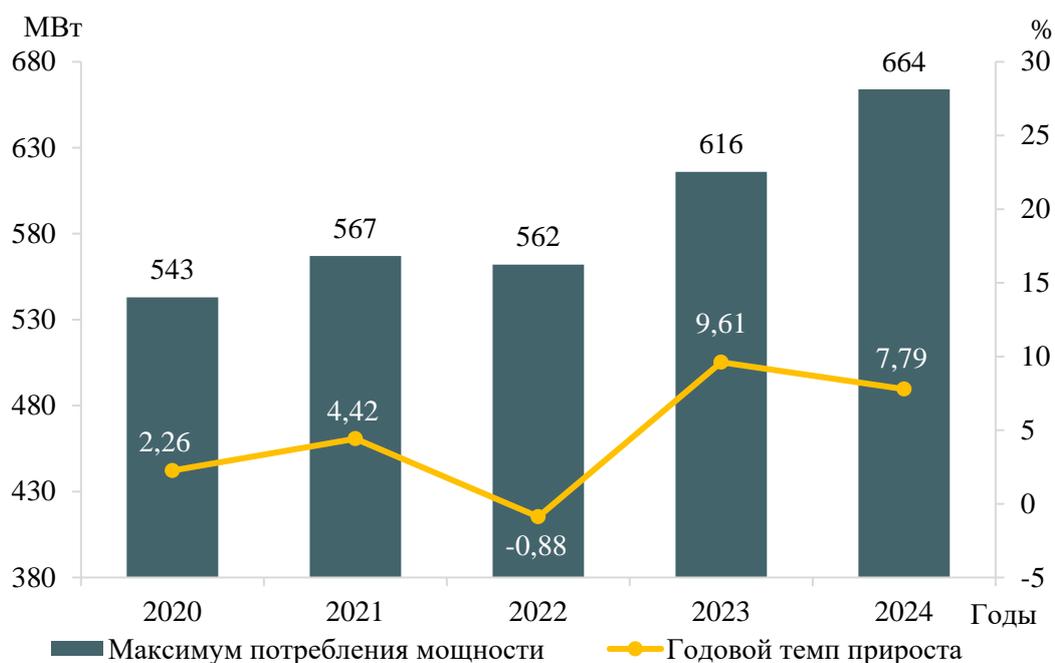


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики увеличилось на 870 млн кВт·ч и составило в 2024 году 3915 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,15 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 10,31 % в 2024 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,69 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики вырос на 133 МВт и составил 664 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,57 %. Впервые, в 2023 году, годовой максимум потребления мощности зафиксирован в летний период.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,61 % в 2023 году; снижение мощности зафиксировано только в 2022 году и составило 0,88 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики был зафиксирован в 1990 году в размере 692 МВт.

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

- увеличением потребления предприятиями добывающих производств;
- повышением потребления тепличного комплекса ООО «ТК ЮгАгроХолдинг» в городе Грозный;
- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 Чеченской Республики приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Чеченской Республики 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	Реконструкция КВЛ 110 кВ Грозный – Восточная с заменой провода АС-185/29 на кабель АПвПу2г 1×500 на участке протяженностью 1,04 км	АО «Чеченэнерго»	2022	1,04 км
2	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная – Северная с отпайкой на ПС Консервная с заменой провода АС-185/29 на кабель АПвПу2г 1×500 на участке протяженностью 1,05 км	АО «Чеченэнерго»	2022	1,05 км
3	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный № 3 с отпайками с заменой провода АС-185/29 на кабель АПвПу2г 1×500 на участке протяженностью 2,09 км	АО «Чеченэнерго»	2022	2,09 км
4	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с заменой провода АС-120 на провод АС-185/29 на участке протяженностью 10,95 км	АО «Чеченэнерго»	2024	10,95 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская с отпайкой на ПС Черноречье (Л-137) на ПС 330 кВ Грозный проводом марки АС-150/24 протяженностью 6 км с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 II цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	2024	6 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	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Гудермес	АО «Чеченэнерго»	2021	25 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 Чеченской Республики к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергорайон № 4 – Северный энергорайон Республики Дагестан.

2.1.1 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Северном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Северного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 32 %; – ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) превышает ДДТН на величину до 20 %; – ошинок ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 32 %; – шин ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает АДТН на величину до 10 %. <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ¹⁾. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый¹⁾ 	<p style="text-align: center;">Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ¹⁾. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый¹⁾

Примечание – ¹⁾ С учетом информации, приведенной в письме ПАО «Россети» от 26.08.2024 № ОК-6931, строительство ПС 330 кВ Сунжа в энергосистеме Чеченской Республики рассматривается как наиболее приоритетный вариант в связи с наличием инженерных изысканий по площадке под строительство подстанции и трассам заходов линий электропередачи, а также наличия данного энергообъекта в схеме территориального планирования Чеченской Республики.

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 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	1,8
	17.06.2020	23,5
2021	15.12.2021	2,8
	16.06.2021	23,3
2022	21.12.2022	-3,1
	15.06.2022	21,7
2023	20.12.2023	2,3
	21.06.2023	19,5
2024	18.12.2024	2,3
	19.06.2024	26,0

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

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

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

2.2.1.1 АО «Чеченэнерго»

Рассмотрены предложения АО «Чеченэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период

2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 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 Самашки	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	0,00	17,10	17,70	15,20	16,33	12,90	13,70	13,70	14,10	15,48	0
			T-2	115/38,5/11	16	0,00	10,30	10,50	13,70	18,26	9,40	9,90	10,00	10,30	16,78	
2	ПС 110 кВ Шали	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	13,20	14,80	15,40	11,90	11,03	11,90	12,50	12,50	12,85	12,52	5,00
			T-2	115/38,5/11	40	18,90	20,10	20,50	25,20	31,78	19,10	20,10	20,10	20,60	22,00	
3	ПС 110 кВ Гудермес	110/35/10	T-1	115/38,5/6,6	25	13,40	13,40	14,00	13,80	14,44	7,40	7,80	7,80	8,00	18,10	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	12,60	12,50	12,60	13,00	10,65	16,70	17,60	17,60	18,10	15,65	
4	ПС 110 кВ №84	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	16,10	15,80	16,20	8,00	7,68	11,10	11,60	11,60	11,90	8,22	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	4,20	4,20	4,30	11,80	11,56	12,90	3,10	3,10	3,20	17,75	
5	ПС 110 кВ Горец	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	15,40	15,50	15,80	18,00	19,31	19,80	20,90	20,90	21,50	23,99	11,70
			T-2	115/38,5/11	25	7,20	7,20	7,50	8,40	20,50	15,20	16,00	16,00	16,40	22,27	
6	ПС 110 кВ Ойсунгур	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	23,40	23,50	24,10	22,40	27,91	8,60	9,00	9,00	9,30	16,81	5,00
			T-2	115/38,5/6,6	25	6,90	6,90	7,10	9,70	15,30	19,30	20,30	20,30	20,80	10,95	
7	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	115/11	16	14,20	14,20	14,70	10,60	9,93	12,60	13,30	13,30	13,60	9,91	11,70
			T-2	115/38,5/10	16	13,20	13,20	13,50	13,50	15,62	9,40	9,90	9,90	10,20	13,06	
8	ПС 110 кВ Ищерская	110/35/10/6	T-1	115/38,5/6,6	16	9,60	9,65	10,00	9,80	7,76	10,50	11,10	11,10	11,40	12,00	5,00
			T-2	115/38,5/11	16	9,60	9,70	9,90	10,60	14,14	8,70	9,20	9,20	9,40	12,50	
9	ПС 110 кВ Северная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	9,40	9,30	9,60	11,90	15,16	11,80	12,40	12,40	12,70	22,04	11,70
			T-2	115/38,5/11	25	13,40	13,40	13,70	15,10	22,31	13,00	13,80	13,80	14,10	23,84	
10	ПС 110 кВ Консервная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	0,00	0,00	0,00	2,80	11,71	2,90	3,10	3,10	3,20	15,47	15,20
			T-2	115/38,5/11	16	6,30	6,30	6,45	6,30	8,48	8,90	9,40	9,40	9,60	14,63	
11	ПС 110 кВ Курчалой	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	21,60	21,60	22,10	12,60	6,29	12,20	12,90	12,90	13,40	14,53	5,20
			T-2	115/38,5/11	25	14,20	14,20	14,50	24,60	22,20	20,70	21,80	21,00	21,40	24,07	
12	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	15,50	15,50	15,70	15,74	21,87	8,80	9,30	9,30	9,50	20,41	11,70
			T-2	115/38,5/11	25	15,00	14,50	15,10	14,80	10,19	7,70	8,10	8,10	8,40	18,44	

Таблица 10 – 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 Самашки	T-1	ТДТН-16000/110	1986	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	2000	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Шали	T-1	ТДТН-16000	1974	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40/110-У1	2019	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Гудермес	T-1	ТДТН-25000/110У1	2002	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-66	1973	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ №84	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	2005	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-80У1	1975	65	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,81	0,82
5	ПС 110 кВ Горец	T-1	ТДТН-25000	1983	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110-ВМ-У1	2020	64	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Ойсунгур	T-1	ТДТН-25000/110-У1	2005	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110-У1	1962	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДН 16000-110/10	2004	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН 16000-110/35/10	1990	97	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Ищерская	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	1968	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,81	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-80У1	1995	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,81	0,82
9	ПС 110 кВ Северная	T-1	ТДТН-25000/110У1	2006	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110У1	2001	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Консервная	T-1	ТДТН-16000	2008	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000	2008	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Курчалой	T-1	ТДТН-25000/110-У1	2017	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110-У1	2017	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	ПС 110 кВ Восточная	T-1	ТДТН-25000	2001	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000	2010	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 11 – 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	U _{ном} 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 Самашки	2024 / зима	34,59	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,27	0	0,4	0,03	37,41	37,41	37,41	37,41	37,41	37,41	
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Чеченские минеральные воды»	04.02.2015	32/2015	2025	4,50	0	35	2,25							
				ПС 35/10 кВ Ачхой-Мартан	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	1,01	0,05	0,4							0,10
				ПС 35 кВ Ассиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,22	0	0,4							0,02
2	ПС 110 кВ Шали	2024 / зима	42,81	ПС 110 кВ Шали	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	1,76	0	0,4	0,18	44,44	44,44	44,44	44,44	44,44	44,44
				ПС 110 кВ Шали	Министерство ЧР по туризму	04.12.2024	36121/2024/ЧЭ/ВЕДРЭС	2026	2,00	0	35	0,40							
				ПС 110 кВ Шали	ЧРБОО «Гордость Чечни»	11.01.2018	03/2018	2025	1,39	0	10	0,28							
				ПС 35 кВ Сержень-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,62	0	0,4	0,06						
				ПС 35 кВ Ведено	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	1,77	0	0,4	0,18						
				ПС 35 кВ Ведено	ОКС СКРК ВВ МВД России	15.07.2009	298/2009	2025	1,13	0	35	0,23							
				ПС 35 кВ Махкеты	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,64	0	0,4	0,06						
3	ПС 110 кВ Гудермес	2024 / лето	33,75	ПС 110 кВ Гудермес	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	6,19	0,03	0,4	0,62	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56
				ПС 35 кВ Мединструмент	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,74	0	0,4	0,07						
4	ПС 110 кВ №84	2024 / лето	25,97	ПС 110 кВ №84	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,71	0	0,4	0,07	26,07	26,07	26,07	26,07	26,07	26,07
				ПС 35 кВ Калаус	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,11	0	0,4	0,01						
5	ПС 110 кВ Горец	2024 / лето	46,26	ПС 110 кВ Горец	Фирма ООО «Теплостройпроект-С»	11.10.2023	28217/2023/ЧЭ/АМРЭС	2025	1,20	0,42	35	0,55	47,43	47,43	47,43	47,43	47,43	47,43	
				ПС 35 кВ Урус-Мартан	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	1,23	0	0,4							0,12
				ПС 35 кВ Красноармейская	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,67	0	0,4							0,07
				ПС 110 кВ Ойсунгур	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,01	0	0,4							0,001
6	ПС 110 кВ Ойсунгур	2024 / зима	43,21	ПС 35 кВ Энгель-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,22	0	0,4	0,02	43,33	43,33	43,33	43,33	43,33	43,33
				ПС 35 кВ Саясан	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 Ножай-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,77	0,02	0,4	0,07						
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	4,21	2,104	0,4	0,211						
7	ПС 110 кВ Южная	2022 / зима	28,20	ПС 110 кВ Южная	ООО «Еврострой-С»	17.11.2023	29200/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,70	0	10	0,68	31,98	31,98	31,98	31,98	31,98	31,98	
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Грозный Сити»	14.08.2018	367/2018-ЧЭ	2025	0,42	0	10	0,08							
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Юг-Строй»	31.01.2018	88/2018	2025	1,36	0	10	0,55							
				ПС 110 кВ Южная	ГБУ «Республиканский онкологический диспансер»	20.12.2017	539/2017	2025	1,25	0,9	10	0,07							
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Лидер-Фасад»	04.07.2019	151/2019	2025	3,50	0	10	0,70							
				ПС 110 кВ Южная	Альдебирова Зара Юсуповна	13.05.2024	32150/2024/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,50	0,15	10	0,54							

№ 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	U _{ном} 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.
8	ПС 110 кВ Ищерская	2024 / лето	24,50	ПС 110 кВ Ищерская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,16	0	0,4	0,02	25,18	25,18	25,18	25,18	25,18	25,18
				ПС 110 кВ Ищерская	ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	28.12.2024	32102/2024/ЧЭ/НАУРЭС	2026	1,64	0	10	0,33						
				ПС 35 кВ Знаменская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,99	0	0,4	0,10						
				ПС 35 кВ Надтеречная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,81	0,02	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Гвардейская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,46	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Минеральная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	0,4	0,00						
				ПС 35 кВ Братская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,14	0	0,4	0,01						
9	ПС 110 кВ Северная	2024 / лето	45,88	ПС 110 кВ Северная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	11,7	0,96	0,4	1,07	50,02	50,02	50,02	50,02	50,02	50,02
				ПС 110 кВ Северная	ООО «СК-ГрадСтрой»	16.05.2022	20817/2022/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,27	0	10	0,51						
				ПС 110 кВ Северная	ООО «АМСТРОЙ ГРУПП»	26.09.2022	22833/2022/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	0,77	0	10	0,31						
				ПС 110 кВ Северная	ООО «СК ЭКОстрой»	27.07.2022	22613/2022/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	0,46	0	10	0,18						
				ПС 110 кВ Северная	ООО «Грозный Сити»	14.08.2018	367/2018ЧЭ	2025	0,42	0	10	0,08						
				ПС 110 кВ Северная	ГБУ «СК им. С.Г. Билимханова»	18.11.2014	483/2014	2025	2,16	0	10	0,43						
				ПС 110 кВ Северная	ООО «Южностроительная компания -Д»	21.07.2023	27058/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	0,60	0	10	0,24						
				ПС 110 кВ Северная	Центральный Банк Российской Федерации	20.11.2023	27249/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	0,54	0	10	0,11						
				ПС 110 кВ Северная	ООО «Золотые ключи»	08.05.2024	32178/2024/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,46	0	10	0,58						
10	ПС 110 кВ Консервная	2024 / лето	30,10	ПС 110 кВ Консервная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,01	0	0,4	0,50	39,02	39,02	39,02	39,02	39,02	39,02
				ПС 110 кВ Консервная	ООО «Элиттранс»	25.08.2021	16046/2021/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	4,50	0	10	1,80						
				ПС 110 кВ Консервная	ГУП «Интерсеть»	08.04.2021	11709/2020/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	3,56	0,71	10	1,14						
				ПС 110 кВ Консервная	ООО «СК ЭКОстрой»	27.07.2022	22613/2022/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	0,46	0	10	0,18						
				ПС 110 кВ Консервная	ООО «Дика-Стройпроект»	20.09.2023	28201/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	2,20	0	10	0,88						
				ПС 110 кВ Консервная	ЗАО «Служба доставки»	05.05.2015	92/2015	2025	0,37	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Консервная	РОФ им. Кадырова	24.11.2014	488/2014	2025	0,40	0	10	0,28						
				ПС 110 кВ Консервная	ООО «Доступ»	12.02.2024	30312/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Консервная	ООО «Автодом»	11.10.2024	34851/2024/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	4,80	0	10	0,96						
				ПС 35 кВ Аэропорт	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,99	0,01	0,4	0,10						
				ПС 35 кВ Аэропорт	ООО «Родина»	28.04.2015	86/2015	2025	0,80	0	10	0,72						
				ПС 35 кВ Петропавловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,72	0,01	0,4	0,07						
11	ПС 110 кВ Курчалой	2024 / лето	38,60	ПС 110 кВ Курчалой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,81	0	0,4	0,08	39,83	39,83	39,83	39,83	39,83	39,83
				ПС 110 кВ Курчалой	ФКП «Управление заказчика капитального строительства МО РФ»	28.12.2024	32101/2024/ЧЭ/КУРРЭС	2025	3,06	0	10	0,61						
				ПС 35 кВ Курчалой	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,51	0,06	0,4	0,24						
				ПС 35 кВ Бачи-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,12	0,02	0,4	0,11						

№ 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	U _{ном} 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.
12	ПС 110 кВ Восточная	2024 / лето	38,85	ПС 110 кВ Восточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,98	1,19	0,4	0,58	41,41	41,41	41,41	41,41	41,41	41,41
				ПС 110 кВ Восточная	РОФ им. Кадырова	24.11.2014	488/2014	2025	0,40	0	10	0,28						
				ПС 110 кВ Восточная	ЗАО «Служба доставки»	05.05.2015	92/2015	2025	0,37	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Грозненский международный университет»	16.08.2018	6749	2025	4,60	0	10	0,92						
				ПС 110 кВ Восточная	ГБУ «Республиканский онкологический диспансер»	20.12.2017	539/2017	2025	1,25	0,90	10	0,07						
				ПС 110 кВ Восточная	РОФ им. Кадырова	17.09.2024	34768/2024/ЧЭ/ТРОГЭС	2025	0,88	0	10	0,18						

ПС 110 кВ Самашки.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 34,59 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 90,66 % (72,95 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} + 2,3$ °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,134 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,82 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,59 + 2,82 + 0 - 0 = 37,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самашки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 106,20 % (87,05 %) (без ТП превышение до 90,66 % (72,95 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Самашки ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Самашки расчетный объем ГАО составит 19,27 МВА (17,41 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гудермес.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 33,75 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 15,38 % (122,98 %). (в рамках ликвидации технологического нарушения в 2021 году установлен трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА, находящийся в аренде и подлежащий возврату филиалу ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Каббалкэнерго» после завершения реконструкции ПС 110 кВ Гудермес по проектной схеме).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +26,0 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,170 (0,946).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,81 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,75 + 0,81 + 0 - 0 = 34,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гудермес, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 18,16 % (128,34 %) (без ТП превышение до 15,38 % (122,98 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гудермес ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Гудермес расчетный объем ГАО составит 5,31 МВА (19,43 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×25 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ойсунгур.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 43,21 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 38,26 % (52,42 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} +2,3$ °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,134).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составляет 38,21 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 22,27 % (34,79 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 43,21 + 0,12 + 0 - 5 = 38,33 \text{ МВА.}$$

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 5,00 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ойсунгур, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,66 % (35,22 %) (без ТП превышение до 22,27 % (34,79 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ойсунгур ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ойсунгур расчетный объем ГАО составит 7,08 МВА (9,98 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,33 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Горец.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 46,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 95,60 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,946.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,70 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 34,56 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 46,13 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 46,26 + 1,17 + 0 - 11,70 = 35,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 11,70 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Горец, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 51,08 % (без ТП превышение до 46,13 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горец ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Горец расчетный объем ГАО составит 12,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ищерская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 24,50 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 61,87 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,946.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 19,50 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 28,83 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,68 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,50 + 0,68 + 0 - 5,00 = 20,18 \text{ МВА.}$$

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 5,00 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ищерская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 33,32 % (без ТП превышение до 28,83 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ищерская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ищерская расчетный объем ГАО составит 5,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ №84.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 25,97 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 38,73 % (71,58 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +26 °С и при

повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,170 (0,946).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,97 + 0,10 + 0 - 0 = 26,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ №84, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 39,26 % (72,24 %) (без ТП превышение до 38,73 % (71,58 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ №84 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ №84 расчетный объем ГАО составит 7,35 МВА (10,93 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,06 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шали.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 42,81 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 135,96 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 85,62 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,134 (1,250).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка составляет 37,81 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 108,40 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 75,62 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,63 МВА).

Согласно информации АО «Чеченэнерго» в соответствии с ТУ для ТП Чеченская региональная благотворительная общественная организация «Гордость Чечни» (от 04.08.2017 № 725, ДТП от 11.01.2018 № 03/2018, заявленной мощностью 1,386 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,81 + 1,63 + 0 - 5,00 = 39,44 \text{ МВА.}$$

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 5,00 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Шали, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 117,39 % (без ТП превышение до 108,40 %).

При этом 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 5,00 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Шали, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 78,90 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шали ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Шали расчетный объем ГАО составит 21,30 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 39,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В рамках ликвидации технологического нарушения в 2020 году на ПС 110 кВ Шали выполнена замена трансформатора 110/35/10 кВ Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА. Установленный трансформатор Т-2 мощностью 40 МВА находится в аренде (предоставлен во временное пользование) и подлежит возврату в филиал ПАО «Россети» – МЭС Юга после завершения реконструкции ПС 110 кВ Шали по проектной схеме.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×16 МВА и Т-2 1×40 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 28,20 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 51,22 % (41,00 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ГНВ -3,1 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,166).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 16,50 МВА (82,50 % (88,48 %) от $S_{\text{длн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,78 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,20 + 3,78 + 0 - 11,70 = 20,28 \text{ МВА.}$$

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 11,70 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,40 % (8,75 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 0,28 МВА (1,63 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Северная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 45,88 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 56,85 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,170.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,70 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 34,18 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 16,85 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45,88 + 4,14 + 0 - 11,70 = 38,32 \text{ МВА.}$$

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 11,70 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 31,01 % (без ТП превышение до 16,85 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северная расчетный объем ГАО составит 9,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 38,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Консервная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 30,10 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 60,79 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,170.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 15,20 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 14,90 МВА (79,59 % от $S_{\text{длн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,10 + 8,92 + 0 - 15,20 = 23,82 \text{ МВА.}$$

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 15,20 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Консервная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 27,25 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Консервная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Консервная расчетный объем ГАО составит 5,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 23,82 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Курчалой.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 38,60 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 31,97 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,170.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,20 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 33,40 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 14,19 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,60 + 1,23 + 0 - 5,20 = 34,63 \text{ МВА.}$$

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 5,20 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Курчалой, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 18,39 % (без ТП превышение до 14,19 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Курчалой ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Курчалой расчетный объем ГАО составит 5,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 34,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 38,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 32,82 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,170.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,70 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 27,15 МВА (92,82 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,85 + 2,56 + 0 - 11,70 = 29,71 \text{ МВА.}$$

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 11,70 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,57 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 0,46 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 29,71 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

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

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

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

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

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

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Чеченской Республики

№ 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	Микрорайон им. В.В. Путина	Мэрия города Грозного	0,0	49,0	10	2025	ПС 110 кВ Ахмат
2	Особая экономическая зона производственно-промышленного типа «Грозный» Площадка 1	АО «Чеченнефтехимпром»	0,0	20,0	10	2025 2026	ПС 110 кВ Черноречье ПС 110 кВ Промзона
3	Особая экономическая зона производственно-промышленного типа «Грозный» Площадка 2	АО «Чеченнефтехимпром»	0,0	20,0	10	2025 2026	ПС 110 кВ ГРП-110 ПС 110 кВ Промзона
4	Новые объекты правительственного комплекса	Мэрия города Грозного	0,0	20,0	10	2025	ПС 110 кВ Ханкала
5	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи»	АО «КАВКАЗ.РФ»	0,0	10,0	110	2025	ПС 110 кВ Ведучи

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4022	4225	4508	4633	4662	4702	4735
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	203	283	125	29	40	33
Годовой темп прироста, %	–	5,05	6,70	2,77	0,63	0,86	0,70

Потребление электрической энергии по энергосистеме Чеченской Республики прогнозируется на уровне 4735 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 283 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 6,70 %. Наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 29 млн кВт·ч или 0,63 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

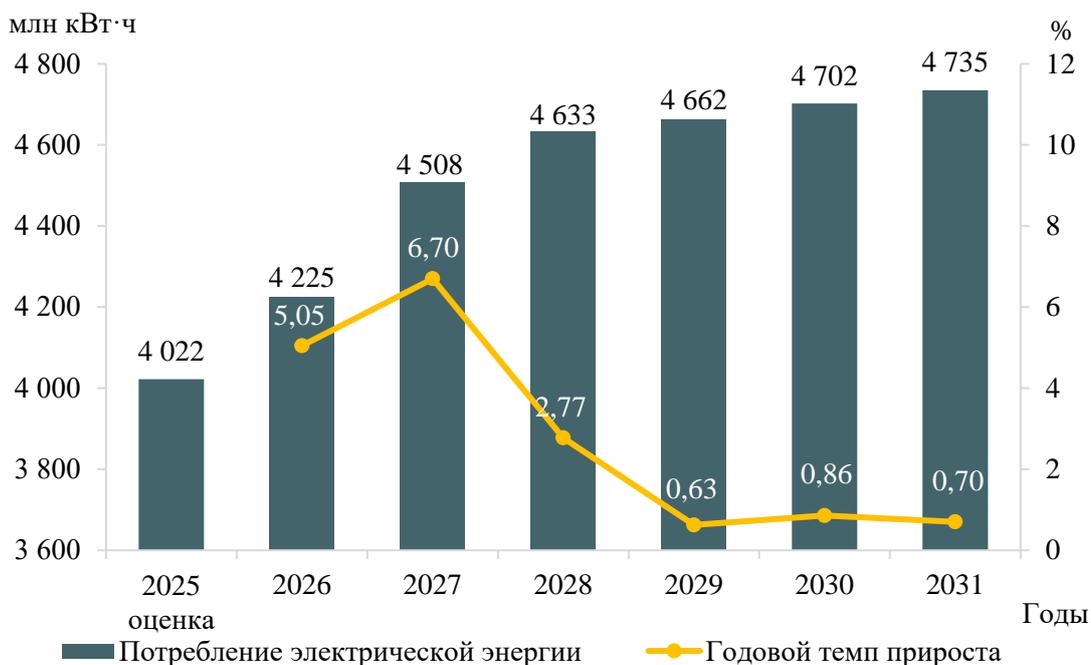


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

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

- увеличением объемов жилищного строительства, социальных и административных объектов;
- электроснабжение новых резидентов особой экономической зоны производственно-промышленного типа «Грозный»;
- развитием туристической сферы.

3.3 Прогноз потребления мощности

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

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	700	738	743	749	754	759	765
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	38	5	6	5	5	6
Годовой темп прироста, %	–	5,43	0,68	0,81	0,67	0,66	0,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5746	5725	6067	6186	6183	6195	6190

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2031 году прогнозируется на уровне 765 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,04 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 года в размере 38 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 5,43 %; наименьший прирост мощности ожидается в 2027 и 2029–2030 годах по 5 МВт или 0,68–0,66 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2031 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6190 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

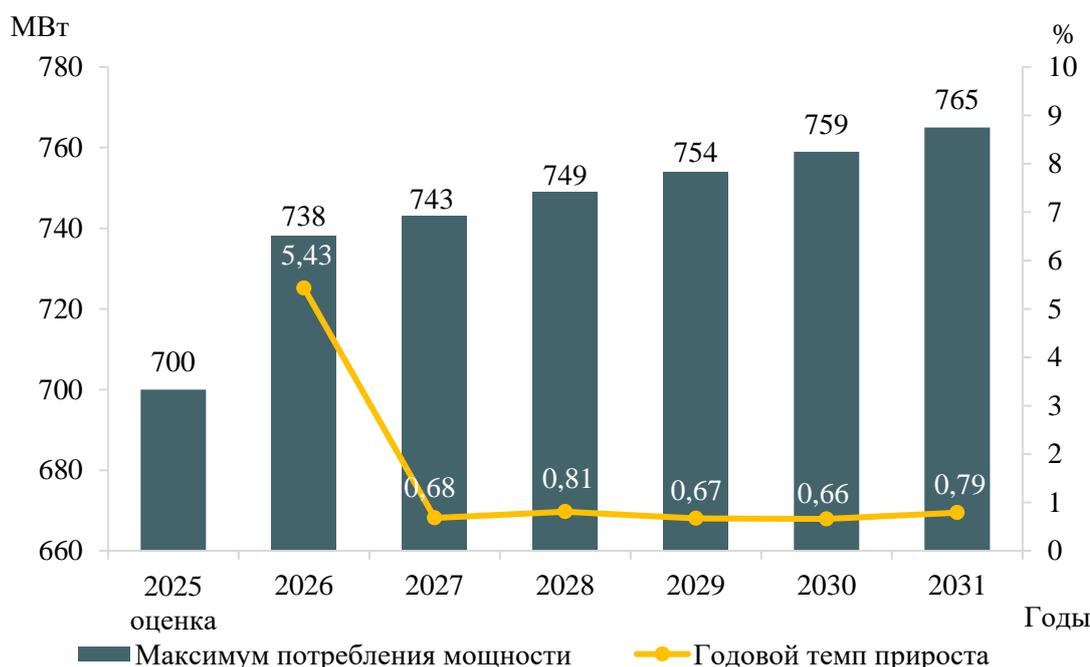


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в 2025 году ожидаются в объеме 25 МВт на СЭС.

В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики предусматриваются в объеме 23 МВт на ГЭС.

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

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

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	25	–	–	23	–	–	–	23
ГЭС	–	–	–	23	–	–	–	23
СЭС	25	–	–	–	–	–	–	–

В энергосистеме Чеченской Республики в период 2026–2031 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 23 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает в 2025 году строительство СЭС в объеме 25 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2031 году составит 433,5 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Чеченской Республики по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 95,87 % до 83,05 %. Доля ГЭС возрастет с 0,35 % до 7,91 %, доля СЭС возрастет с 3,78 % до 9,04 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	410,5	410,5	410,5	433,5	433,5	433,5	433,5
ГЭС	11,3	11,3	11,3	34,3	34,3	34,3	34,3
ТЭС	360	360	360	360	360	360	360
СЭС	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2

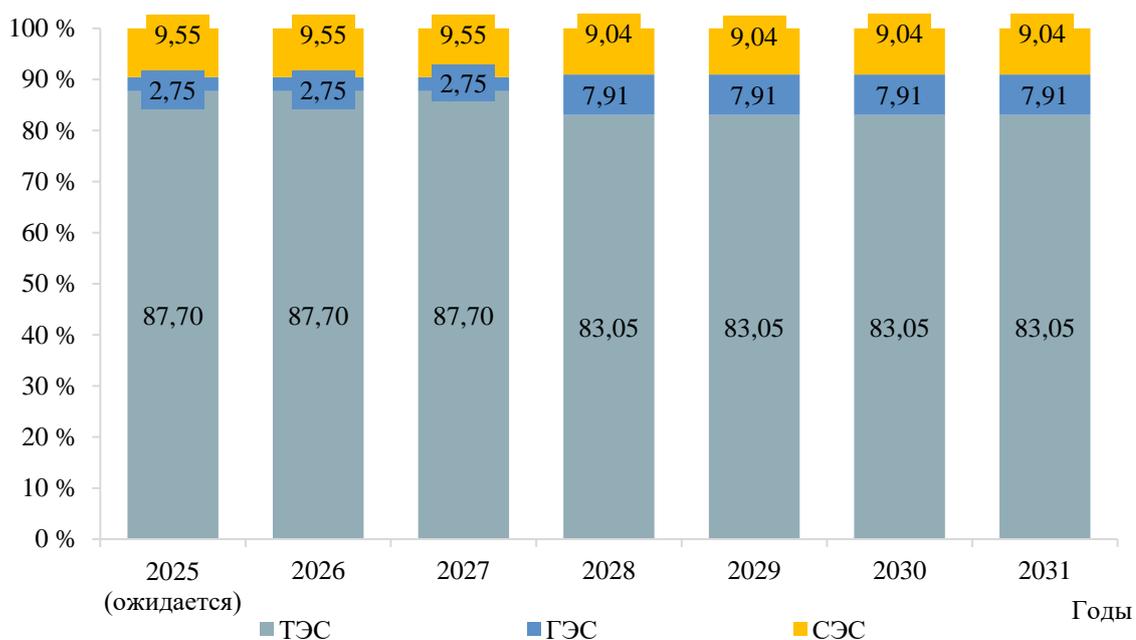


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики

Перечень действующих электростанций энергосистемы Чеченской Республики с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×22	–	–	–	–	–	–	44	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Чеченской Республики

В таблице 18 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 Чеченской Республики.

Таблица 18 – 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 Чеченской Республики

№ 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 110 кВ Шали с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЧРБОО «Гордость Чечни»	ЧРБОО «Гордость Чечни»	–	1,386
2	Строительство ПС 110 кВ Ведучи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя Всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Ведучи» АО «КАВКАЗ.РФ»	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи» АО «КАВКАЗ.РФ»	–	10
3	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Цемзавод до ПС 110 кВ Ведучи ориентировочной протяженностью 70 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	2×70	–	–	–	–	–	–	140					
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Шали (Л-162) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,5 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	1×12,5	–	–	–	–	–	–	12,5					
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,8 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	1×12,8	–	–	–	–	–	–	12,8					
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи I цепь до РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС ориентировочной протяженностью 5,6 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	–	–	–	5,6	–	–	–	5,6	Обеспечение выдачи мощности Нихалойской ГЭС				
7	Строительство ПС 110 кВ Ханкала с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей новых объектов правительственного комплекса мэрии города Грозного	Мэрия города Грозный	–	20
8	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Грозный – Ханкала I цепь и ВЛ 110 кВ Грозный – Ханкала II цепь ориентировочной протяженностью 3,85 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	–	2×3,85	–	–	–	–	–	–	7,7				
9	Строительство ПС 110 кВ Ахмат с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей жилого района им. В.В. Путина мэрии города Грозного	Мэрия города Грозный	–	49
10	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Ахмат I цепь и ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Ахмат II цепь ориентировочной протяженностью 9,1 км каждая	АО «Чеченэнерго»	110	км	–	2×9,1	–	–	–	–	–	–	18,2				

№ 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
11	Строительство ПС 110 кВ Промзона с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Чеченнефтехимпром»	АО «Чеченнефтехимпром»	–	20
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ от опоры № 107 ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Промзона ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая	АО «Чеченэнерго»	110	км	–	2×0,3	–	–	–	–	–	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

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

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень 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 Самашки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЧРБОО «Гордость Чечни»
7	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
8	Реконструкция ПС 110 кВ № 84 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
10	Реконструкция ПС 110 кВ Консервная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
11	Реконструкция ПС 110 кВ Курчалой с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
12	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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 Чеченской Республики, 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 12.12.2024 № 35@ инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 36@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 07.05.2025 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 Чеченской Республики по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Чеченской Республики (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	761,68	2726,43	2386,69	3317,37	1921,72	1998,59	2078,53	15191,02

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

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики 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 Чеченской Республики осуществляют свою деятельность 3 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является АО «Чеченэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 98 % в суммарной НВВ сетевых организаций Чеченской Республики).

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 Чеченской Республики 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 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 –

¹ Решение Правления Государственного комитета цен и тарифов Чеченской Республики от 25.11.2022 № 171-э (в редакции от 29.12.2023).

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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 $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$ 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.

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/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	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 Решением Правления

Государственного комитета цен и тарифов Чеченской Республики от 28.11.2024 № 59-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по региональным сетям Чеченской Республики на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Чеченской Республике, 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 Чеченской Республики, 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 Чеченской Республики, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Чеченской Республике, 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

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).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

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 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
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	5,0 %	6,7 %	2,8 %	0,6 %	0,9 %	0,7 %

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

⁴ Приказ ФАС России от 28.11.2023 № 920/23.

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 Чеченской Республики представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Чеченской Республики (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:	1561	1252	1303	187	187	187
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)	1492	1174	1225	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5480	116	3676	289	289	289

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики 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 8.

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 Чеченской Республики 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.	7,4	8,7	9,4	9,9	10,4	11,0
НВВ	млрд руб.	22,6	27,8	27,1	29,2	29,5	28,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	15,2	19,1	17,7	19,3	19,1	17,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,58	2,83	3,00	3,14	3,27	3,42
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,89	9,09	8,63	9,24	9,26	8,99
Среднегодовой темп роста	%	–	115	95	107	100	97
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	5,31	6,25	5,62	6,10	5,98	5,57

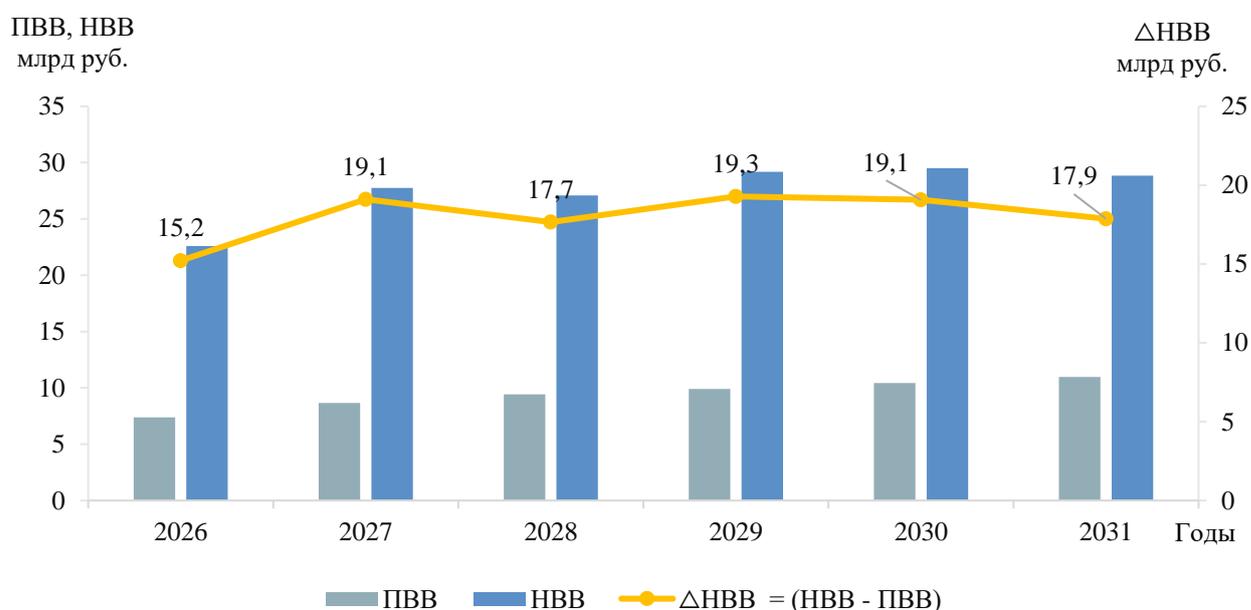


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики 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 Чеченской Республики 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 недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях: в случае увеличения (сценарий 1), снижения (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 сценариях за период 2026–2031 годов составляет 80,1–96,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

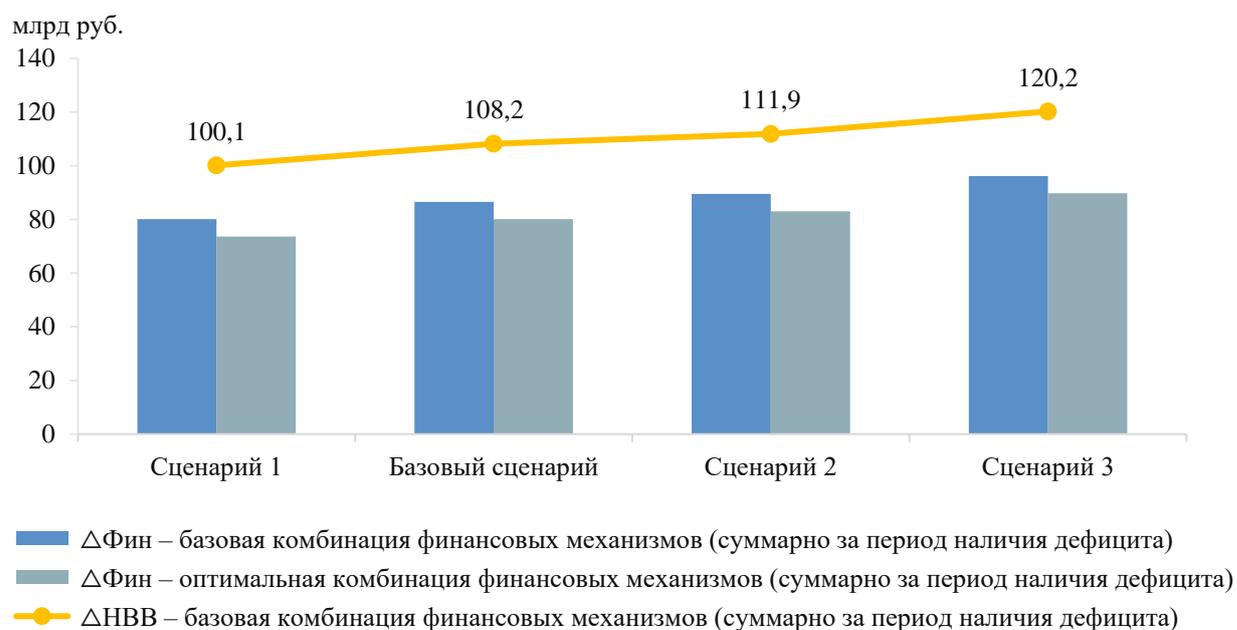


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Чеченской Республики

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	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	20 %	20 %	20 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	80 %	80 %	80 %	80 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде сохраняется дефицит финансирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях даже с учетом значительного бюджетного финансирования прогнозных капитальных вложений (таблица 25). Значительный размер дефицита финансирования обусловлен высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2025-2028 годы в соответствии с инвестиционными программами ТСО, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Чеченской Республики, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Чеченской Республики, 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 Чеченской Республики оценивается в 2031 году в объеме 4735 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,75 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2031 году увеличится и составит 765 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,04 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5725–6195 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2031 году составит 433,5 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 241,4 км, трансформаторной мощности 889 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	Установленная мощность, МВт							Примечание
						2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	
Энергосистема Чеченской Республики													
Малая ГЭС «Кокадой» р. Аргун	ГУП «Чеченская генерирующая компания»			-									
		1	SH 125.264/28g		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		-	-		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Грозненская ТЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ									
		1	SGT5-PFC 2000E		176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	
		2	SGT5-PFC 2000E		184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	
Установленная мощность, всего		-	-		360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	
Башенная МГЭС	ПАО «РусГидро»			-									
		1	PO45-Г-143,5			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	Ввод в эксплуатацию 01.05.2025
		2	PO45-Г-143,5			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	Ввод в эксплуатацию 07.05.2025
Установленная мощность, всего		-	-			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»			-									
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Нихалойская ГЭС	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»			-									
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)						11,5	11,5	11,5	11,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)						11,5	11,5	11,5	11,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-						23,0	23,0	23,0	23,0	
Ачхой-Мартановская СЭС	ООО «Хевел РГ»			-									
		1	ФЭСМ		9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	
Установленная мощность, всего		-	-		9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	
Наурская СЭС	ООО «Хевел РГ»			-									
		1	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	

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 Чеченской Республики

№ 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	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6244,59	6244,59
2	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×22	–	–	–	–	–	–	44	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3516,28	3516,28
3	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24

№ 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				
4	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24
5	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025 ³⁾	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	1035,91	288,23
6	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	401,72	401,72

№ 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
7	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24
8	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026 ³⁾	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	529,10	529,10
9	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2026 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	384,68	384,68

№ 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				
10	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ № 84 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24
11	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24
12	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Консервная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	401,72	401,72

№ 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
13	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Курчалой с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	489,24	489,24
14	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	489,24	489,24

Примечания

1¹⁾ 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.