

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 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	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	17
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	29
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	29
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	30
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	30
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	32
3.3	Прогноз потребления мощности.....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
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.....	38
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	40
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	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	44
7.1	Основные подходы.....	44
7.2	Исходные допущения.....	45
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	48
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	49
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	54

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	56
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	57

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
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
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – 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
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация

ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на период до 2030 года, в том числе:

- 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»	65,0
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 01.01.2024 составила 366,3 МВт, в том числе: ГЭС – 1,3 МВт, ТЭС – 360,0 МВт, СЭС – 5,0 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	366,3	–	–	–	–	366,3
ГЭС	1,3	–	–	–	–	1,3
ТЭС	360,0	–	–	–	–	360,0
СЭС	5,0	–	–	–	–	5,0

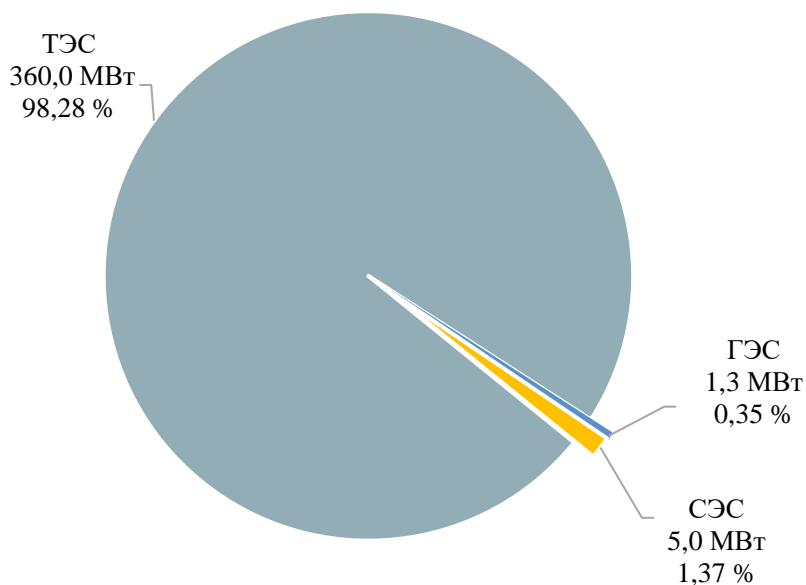


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в 2023 году составило 1759,7 млн кВт·ч, в том числе: ГЭС – 7,4 млн кВт·ч, ТЭС – 1746,2 млн кВт·ч, СЭС – 6,1 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	705,5	1314,3	1372,2	1586,5	1759,7
ГЭС	7,9	7,8	8,2	8,1	7,4
ТЭС	697,6	1306,5	1364,0	1572,5	1746,2
СЭС	–	–	–	6,0	6,1

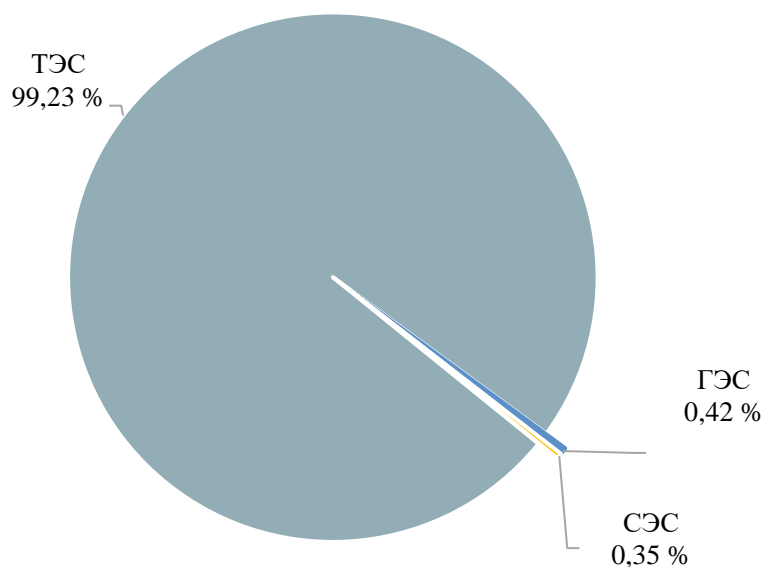


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2023 году

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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3045	3066	3359	3413	3549

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Годовой темп прироста, %	6,36	0,69	9,56	1,61	3,98
Максимум потребления мощности, МВт	531	543	567	562	616
Годовой темп прироста, %	9,26	2,26	4,42	-0,88	9,61
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5733	5646	5924	6073	5761
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	08.12 17:00	31.12 13:00	22.12 13:00	25.12 13:00	14.08 20:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-0,6	-0,1	-2,7	-2,5	30,1

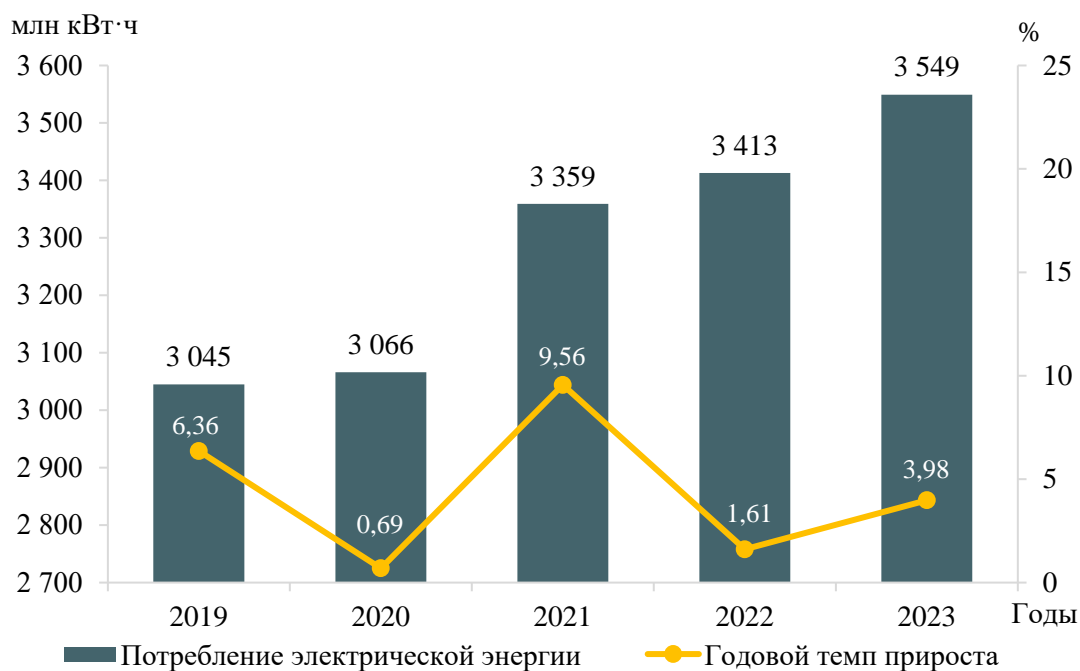


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

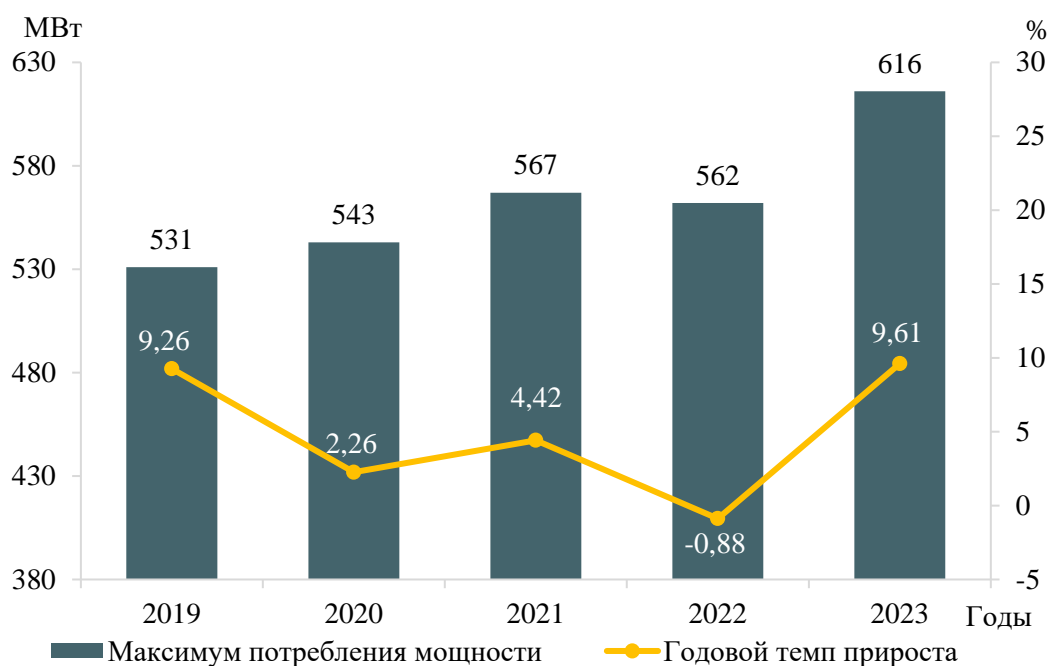


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики увеличилось на 686 млн кВт·ч и составило в 2023 году 3549 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,39 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,56 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,69 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики вырос на 130 МВт и составил 616 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,86 %. 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;
- запуском 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	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Город от ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	2019	2,7 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на Грозненскую ТЭС от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114) и изменение диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная	АО «Чеченэнерго»	2019	6,09 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Город от ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайками с отпайкой на ПС Южная и образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	2019	2,7 км
4	110 кВ	Строительство новой отпайки на Грозненскую ТЭС от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115) и изменение диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная	АО «Чеченэнерго»	2019	6,09 км
5	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
6	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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Город	АО «Чеченэнерго»	2019	2×40 МВА
2	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)

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. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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
2019	18.12.2019	3,8
	19.06.2019	25
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

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 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, 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 пять 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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Самашки	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	17,10	0,00	17,10	17,70	15,20	18,40	12,90	13,70	13,70	14,10	0
			T-2	115/38,5/11	16	10,30	0,00	10,30	10,50	13,70	7,90	9,40	9,90	10,00	10,30	
2	ПС 110 кВ Шали	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	16,80	13,20	14,80	15,40	11,90	20,50	11,90	12,50	12,50	12,85	0
			T-2	115/38,5/11	40	0,00	18,90	20,10	20,50	25,20	13,50	19,10	20,10	20,10	20,60	
3	ПС 110 кВ Гудермес	110/35/10	T-1	115/38,5/6,6	25	8,30	13,40	13,40	14,00	13,80	9,80	7,40	7,80	7,80	8,00	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	15,50	12,60	12,50	12,60	13,00	14,60	16,70	17,60	17,60	18,10	
4	ПС 110 кВ №84	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	19,30	16,10	15,80	16,20	8,00	11,30	11,10	11,60	11,60	11,90	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	3,20	4,20	4,20	4,30	11,80	3,10	12,90	3,10	3,10	3,20	
5	ПС 110 кВ Горец	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	17,50	15,40	15,50	15,80	18,00	18,80	19,80	20,90	20,90	21,50	0
			T-2	115/38,5/11	25	11,00	7,20	7,20	7,50	8,40	18,80	15,20	16,00	16,00	16,40	
6	ПС 110 кВ Ойсунгур	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	8,30	23,40	23,50	24,10	22,40	9,80	8,60	9,00	9,00	9,30	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	15,50	6,90	6,90	7,10	9,70	14,60	19,30	20,30	20,30	20,80	
7	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	115/11	16	14,30	14,20	14,20	14,70	10,60	10,00	12,60	13,30	13,30	13,60	11,7
			T-2	115/38,5/10	16	13,20	13,20	13,20	13,50	13,50	13,40	9,40	9,90	9,90	10,20	
8	ПС 110 кВ Ищерская	110/35/10/6	T-1	115/38,5/6,6	16	9,90	9,60	9,65	10,00	9,80	12,60	10,50	11,10	11,10	11,40	5,0
			T-2	115/38,5/10	16	9,60	9,60	9,70	9,90	10,60	8,80	8,70	9,20	9,20	9,40	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ 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	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	2000	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Шали	T-1	ТДТН-16000	1974	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40/110-У1	2019	91	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	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-66	1973	73	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	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-80У1	1975	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,81	0,82
5	ПС 110 кВ Горец	T-1	ТДТН-25000	1983	54	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	86	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	ТДТН 16000-110/35/10	1990	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН 16000-110/10	2004	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Ищерская	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	1968	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,81	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-80У1	1995	95	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 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Самашки	2023 / зима	28,9	ПС 110 кВ Самашки	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,213	0	0,4	0,021	31,69	31,69	31,69	31,69	31,69	31,69
					ООО «Чеченские минеральные воды»	04.02.2015	32/2015	2024	4,5	0	35	2,25						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,877	0,05	0,4	0,083						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,149	0	0,4	0,015						
2	ПС 110 кВ Шали	2023 / зима	37,1	ПС 110 кВ Шали	ТУ для ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	1,531	0,634	0,4	0,09	37,685	37,685	37,685	37,685	37,685	37,685

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Шали	Чеченская Региональная благотворительная общественная организация «Гордость Чечни»	11.01.2018	№03/2018	2024	1,386	0	10	0,277						
				ПС 35 кВ Ведено	ТУ для ТП менее 670 кВт (44 шт.)			2024	0,705	0	0,4	0,07						
				ПС 35 кВ Махкеты	ТУ для ТП менее 670 кВт (31 шт.)			2024	0,388	0	0,4	0,039						
				ПС 35 кВ Сержень-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт (23 шт.)			2024	0,213	0	0,4	0,021						
3	ПС 110 кВ Гудермес	2023 / зима	26,8	ПС 110 кВ Гудермес	ТУ для ТП менее 670 кВт (457 шт.)			2024	5,703	0,057	0,4	0,565						
				ПС 35 кВ Мединструмент	ТУ для ТП менее 670 кВт (65 шт.)			2024	0,786	0	0,4	0,079	27,56	27,56	27,56	27,56	27,56	27,56
4	ПС 110 кВ №84	2020 / лето	24	ПС 110 кВ №84	ТУ для ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2024	0,215	0,015	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Калаус	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,055	0	0,4	0,006	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07
				ПС 35 кВ Горская-3	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Горская-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,208	0,048	0,4	0,016						
5	ПС 110 кВ Горец	2023 / лето	37,9	ПС 110 кВ Горец	ТУ для ТП менее 670 кВт (65 шт.)			2024	1,354	0,004	0,4	0,135						
				ПС 110 кВ Горец	Фирма ООО «Теплостройпроект-С»	11.10.2023	28217/2023/ЧЭ/АМРЭС	2025	1,2	0,420	35	0,546	38,785	38,785	38,7685	38,785	38,785	38,785
				ПС 35 кВ Урус-Марган	ТУ для ТП менее 670 кВт (37 шт.)			2024	0,476	0,003	0,4	0,047						
				ПС 35 кВ Красноармейская	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,247	0,003	0,4	0,024						
6	ПС 110 кВ Ойсунгур	2023 / зима	32,1	ПС 110 кВ Ойсунгур	ТУ для ТП менее 670 кВт (32 шт.)			2024	0,556	0,054	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Энгель-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,112	0	0,4	0,011	32,24	32,24	32,24	32,24	32,24	32,24
				ПС 35 кВ Саясан	ТУ для ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,064	0	0,4	0,006						
				ПС 35 Ножай-Юрт	ТУ для ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2024	0,519	0,019	0,4	0,05						
				ПС 110 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт (255 шт.)			2024	4,21	2,104	0,4	0,211						
7	ПС 110 кВ Южная	2022 / зима	28,2	ПС 110 кВ Южная	ООО «Империя»	15.07.2021	13554/2021/ЧЭ/ГРОГЭС	2024	0,75	0	10	0,3						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Еврострой-С»	17.11.2023	29200/2023/ЧЭ/ГРОГЭС	2025	1,7	0	10	0,68						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Грозный Сити»	14.08.2018	№367/2018-ЧЭ	2024	0,415	0	10	0,083	31,25	31,25	31,25	31,25	31,25	31,25
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Юг-Строй»	31.01.2018	88/2018	2024	1,364	0	10	0,546						
				ПС 110 кВ Южная	ГБУ «Республиканский онкологический диспансер»	20.12.2017	539/2017	2024	1,25	0,9	10	0,07						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Лидер-Фасад»	04.07.2019	151/2019	2024	3,5	0	10	0,7						
8	ПС 110 кВ Ищерская	2019 / лето	21,4	ПС 110 кВ Ищерская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,149	0	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Знаменская	ТУ для ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2024	0,368	0	0,4	0,037	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54
				ПС 35 кВ Надтеречная	ТУ для ТП менее 670 кВт (35 шт.)			2024	0,462	0,015	0,4	0,045						
				ПС 35 кВ Гвардейская	ТУ для ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,192	0	0,4	0,019						
				ПС 35 кВ Минеральная	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,031	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Братская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,03	0	0,4	0,003						

ПС 110 кВ Самашки.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 28,9 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 59,3 % (44,5 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,739 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,787 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,9 + 2,787 + 0 - 0 = 31,69 \text{ МВА.}$$

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 75 % (58 %) (без ТП превышение до 59,3 % (44,5 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Самашки ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Самашки расчетный объем ГАО составит 11,687 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Самашки расчетный объем ГАО составит 13,545 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,69 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 реконструкцию ПС 110 кВ Самашки с заменой существующих 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гудермес.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 26,8 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 47,7 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 85,8 % от $S_{\text{ддн}}$. (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 при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,134.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,432 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,756 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,8 + 0,756 + 0 - 0 = 27,556 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Гудермес, оставшегося в работе после отключения Т-1 на величину до 51,9 % (без ТП превышение до 47,7 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гудермес, оставшегося в работе после отключения Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 88,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гудермес ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Гудермес расчетный объем ГАО составит 9,414 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,556 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 реконструкцию ПС 110 кВ Гудермес с заменой существующих 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ойсунгур.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 32,1 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 2,7 % (13,2 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,178 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,139 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,1 + 0,139 + 0 - 0 = 32,239 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 3,2 % (13,7 %) (без ТП превышение до 2,7 % (13,2 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ойсунгур ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Ойсунгур расчетный объем ГАО составит 3,891 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ойсунгур расчетный объем ГАО составит 0,989 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,239 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 реконструкцию ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой существующих 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Горец.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2023 года и составила 37,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 51 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 19,5$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,004.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,847 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,885 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,9 + 0,885 + 0 - 0 = 38,785 \text{ МВА.}$$

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 Горец, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину до 54,4 % (без ТП превышение до 51 %).

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 13,685 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,785 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 реконструкцию ПС 110 кВ Горец с заменой существующих 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ищерская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 21,4 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 40,1 % (13,8 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,217 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,144 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,4 + 0,144 + 0 - 5 = 16,544 \text{ МВА.}$$

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 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ищерская, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 8,3 % (без ТП превышение до 7,3 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ищерская, оставшегося в работе после отключения Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 88 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ищерская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ищерская расчетный объем ГАО составит 1,264 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 16,544 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 реконструкцию ПС 110 кВ Ищерская с заменой существующего трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ №84.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 24,0 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 26,8 % (54,9 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +23,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,183, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +23,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,969.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,565 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,067 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,0 + 0,067 + 0 - 0 = 24,067 \text{ МВА.}$$

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 27,3 % (55,3 %) (без ТП превышение до 26,8 % (54,9 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ №84 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ №84 расчетный объем ГАО составит 8,571 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ №84 расчетный объем ГАО составит 5,147 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,067 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 реконструкцию ПС 110 кВ № 84 с заменой существующих 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 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шали.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 37,1 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$, на величину до 104,5 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 74,2 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,134, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +2,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,233 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,585 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:

$$S_{персп}^{ТР} = 37,1 + 0,585 + 0 - 0 = 37,685 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, 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 107,7 % (без ТП превышение до 104,5 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Шали, оставшегося в работе после отключения Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 75,4 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шали ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Шали расчетный объем ГАО составит 19,542 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 37,685 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 реконструкцию ПС 110 кВ Шали с заменой существующих 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 28,2 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$, на величину до 51,2 % (41 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,165, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 16,5 МВА (88,5 % от $S_{ддн}$ для трансформатора Т-1), что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1 и (82,5 % от $S_{ддн}$ для трансформатора Т-2), что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,185 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,046 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 28,2 + 3,046 + 0 - 11,7 = 19,546 \text{ МВА.}$$

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 11,7 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 4,8 % (без ТП превышение отсутствует) Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Южная, оставшегося в работе после отключения Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,7 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 0,898 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 19,546 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 реконструкцию ПС 110 кВ Южная с заменой существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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 2025–2030 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	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи»	АО «КАВКАЗ.РФ»	–	10,0	110	2024	ПС 110 кВ Ведучи

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3940	3944	4011	4077	4155	4213	4285
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	4	67	66	78	58	72
Годовой темп прироста, %	–	0,10	1,70	1,65	1,91	1,40	1,71

Потребление электрической энергии по энергосистеме Чеченской Республики прогнозируется на уровне 4285 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,73 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 78 млн кВт·ч или 1,91 %. Наименьший годовой прирост ожидается в 2025 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,10 %.

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 и социальных объектов;
- развитием туристической сферы.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики на период 2025–2030 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	655	666	676	687	698	710	722
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	11	10	11	11	12	12
Годовой темп прироста, %	–	1,68	1,50	1,63	1,60	1,72	1,69
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6015	5922	5933	5934	5953	5934	5935

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2030 году прогнозируется на уровне 722 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,29 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 и 2030 годах и составит 12 МВт или 1,72 % и 1,69 % соответственно, что обусловлено вводом объектов всесезонного туристско-рекреационного комплекса с дальнейшим его развитием; наименьший прирост ожидается в 2026 году в размере 10 МВт или 1,50 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в целом в прогнозный период останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. К 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5935 ч/год.

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

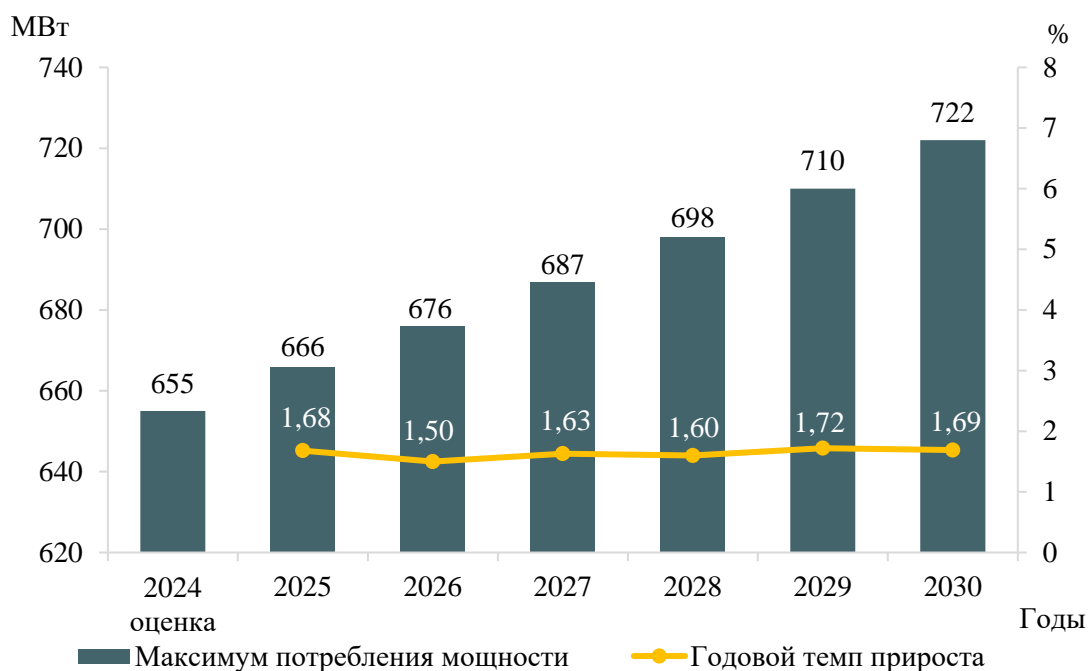


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 58 МВт, в том числе: на ГЭС – 33 МВт, на СЭС – 25 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Чеченской Республики в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 15.

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

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	35	–	–	23	–	–	58
ГЭС	–	10	–	–	23	–	–	33
СЭС	–	25	–	–	–	–	–	25

В энергосистеме Чеченской Республики в период 2025–2030 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 33 МВт.

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

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2030 году составит 433,5 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Чеченской Республики по сравнению с отчетным годом

доля ТЭС снизится с 98,28 % в 2023 году до 83,05 % в 2030 году. Доля ГЭС возрастет с 0,35 % до 7,91 %, доля СЭС возрастет с 1,37 % 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	375,5	410,5	410,5	410,5	433,5	433,5	433,5
ГЭС	1,3	11,3	11,3	11,3	34,3	34,3	34,3
ТЭС	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
СЭС	14,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2

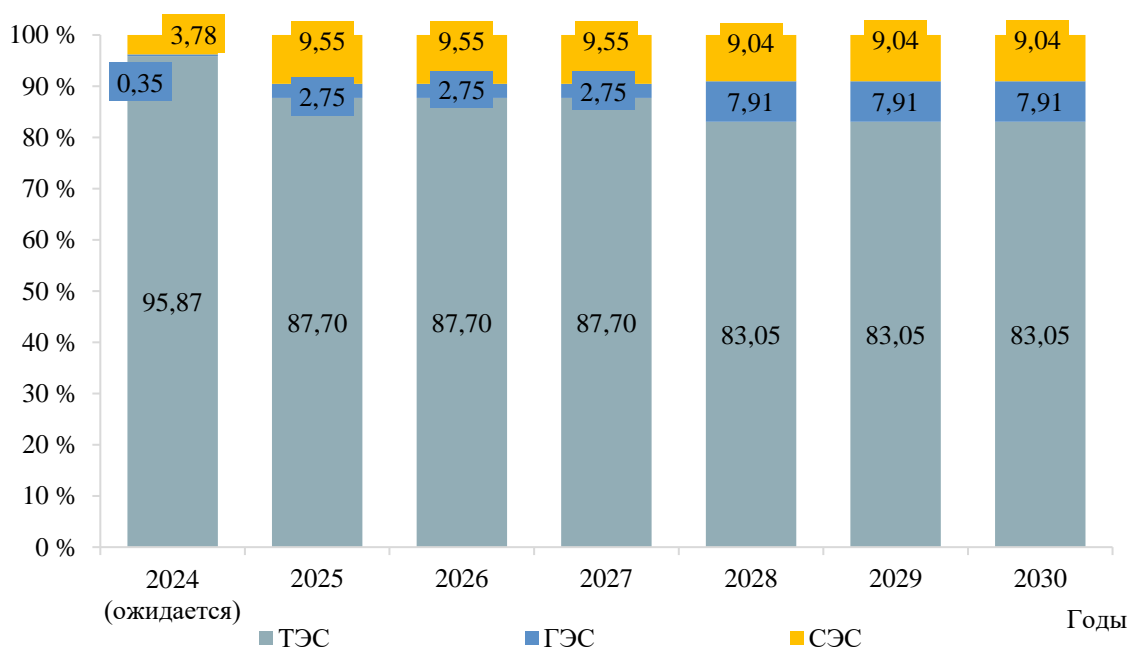


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики

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 2024–2030 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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 потребителей ЧРБОО «Гордость Чечни»	ЧРБОО «Гордость Чечни»	–	1,386
2	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с установкой силового трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Денильханов И.-А. М.	ИП Денильханов И.-А. М.	0,05	0,9
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье (Л-136) на ПС 110 кВ Октябрьская ориентировочной протяженностью 0,5 км с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 I цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	110	км	1×0,5	–	–	–	–	–	0,5					
4	Строительство ПС 110 кВ Ведучи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20					
5	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					
6	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Ведучи» АО «КАВКАЗ.РФ»	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи» АО «КАВКАЗ.РФ»	–	10	
7	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					
8	Строительство РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС с трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	–	–	–	1×32	–	32					
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи до РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС ориентировочной протяженностью 5,6 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	–	–	–	–	5,6	–	5,6	Обеспечение выдачи мощности Нихалойской ГЭС	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»	–	23	

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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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 потребителей ЧРБОО «Гордость Чечни»
7	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	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 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 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 28.12.2023 № 36@ изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 09.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [1]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1961	1657	2518	1860	1934	2012	–	11942

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 2024 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 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- 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 [7].

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 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

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

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

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/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Решением Правления Государственного комитета цен и тарифов Чеченской Республики от 29.12.2023 № 204-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

электрической энергии по региональным сетям Чеченской Республики на 2024 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Чеченской Республики, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 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 Республики, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

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

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,3 %	1,7 %	1,7 %	2,0 %	1,4 %	1,8 %

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

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

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

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	750	720	116	116	116	116
объем 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)	583	614	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2492	1867	107	198	198	198

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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	6,3	7,0	7,5	8,0	8,4	8,9
НВВ	млрд руб.	9,5	11,0	11,3	10,7	10,3	10,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,2	3,98	3,8	2,7	1,9	1,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,35	2,57	2,72	2,84	2,95	3,06
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,56	4,04	4,08	3,80	3,61	3,45
Среднегодовой темп роста	%	–	113	101	93	95	95
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,21	1,47	1,36	0,96	0,67	0,38

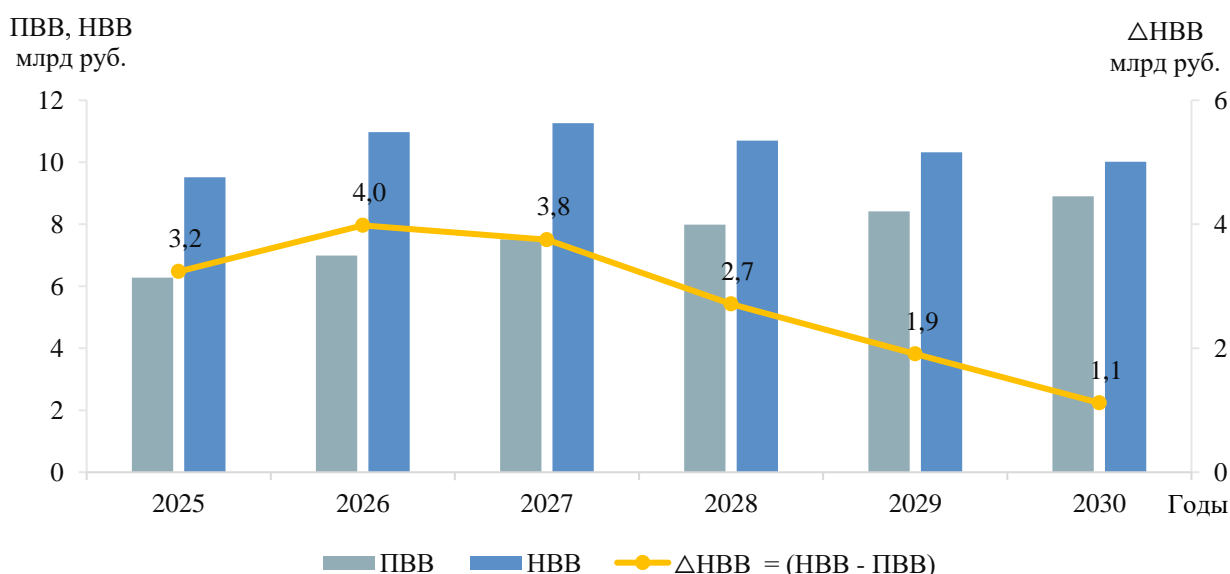


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях. Дефицит финансирования в сценариях за период 2025–2030 годов составляет 8,0–18,9 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

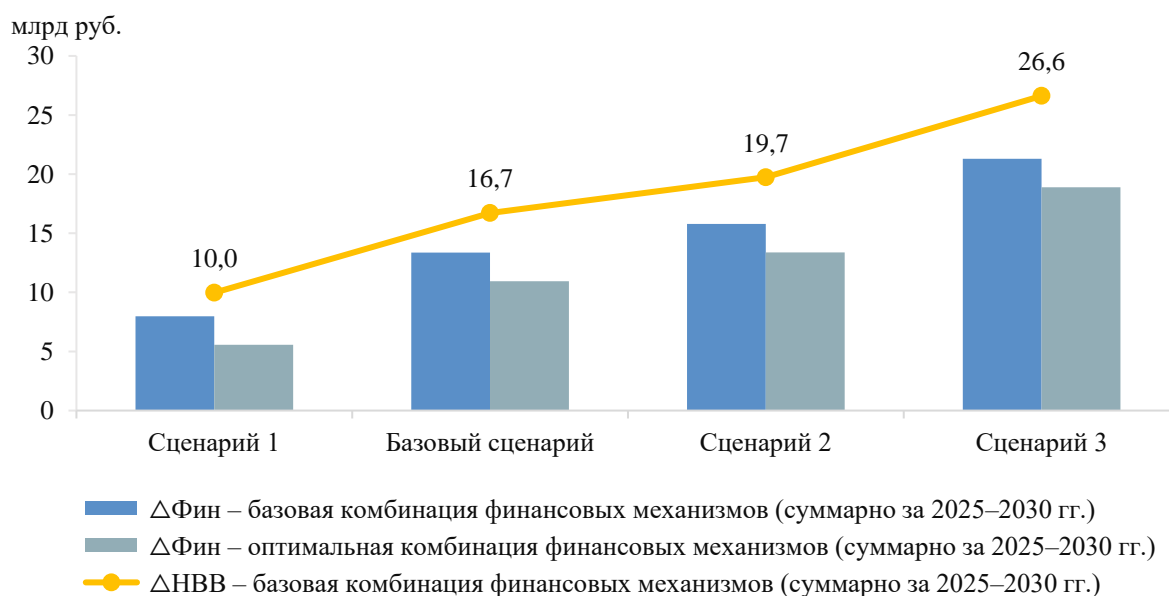


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 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 (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	100 %	100 %	100 %	100 %
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 100 % бюджетного финансирования прогнозных капитальных вложений (таблица 25). Значительный размер дефицита финансирования обусловлен высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2024 году 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 2030 году в объеме 4285 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,73 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2030 году увеличится и составит 722 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,29 %.

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

- увеличением объемов жилищного строительства и социальных объектов;
- развитием туристической сферы.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5922–5953 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 58 МВт, в том числе: на ГЭС – 33 МВт, на ВИЭ (СЭС) – 25 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2030 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 215,4 км, трансформаторной мощности 818 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: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024								
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»			-									
		1-2	Гидротурбина вертикальная поворотнo-лопастная (код ГТП GVIE1772)				10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-				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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Нихалойская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-									
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)							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	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-							23,0	23,0	23,0	
Ачхой-Мартановская СЭС				-									
		1	ФЭСМ			9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	Ввод в эксплуатацию 15.07.2024
Установленная мощность, всего		-	-			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 РФ от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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	5755,69	5755,69
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	3561,77	3561,77
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	449,39	449,39

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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	449,39	449,39
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	1038,65	292,67
6	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	184,25	184,25

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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	449,39	449,39
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	– 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	245,93	245,94
9	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	184,25	184,25

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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 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	369,57	369,57

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ 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, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках 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.

3³⁾ 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.