

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	31
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	31
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	32
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	33
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	34
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	34
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	36

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	37
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	38
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	41
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	41
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.....	41
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	43
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	43
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	46
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	48
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	49
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	50
7.1	Основные подходы.....	50
7.2	Исходные допущения.....	51
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	54
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	55
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	62

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.....	63
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
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
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Чеченской Республики за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики с выделением данных по Чеченской Республике на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чеченской Республики на территории Чеченской Республики на период до 2029 года, в том числе:

– 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;

– 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»	54,1
Более 10 МВт	
АО «Чеченцемент»	15,0
Войсковая часть 6790	12,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	361,3	–	–	–	5,0	366,3
ГЭС	1,3	–	–	–	–	1,3
ТЭС	360,0	–	–	–	–	360,0
ВИЭ – всего	–	–	–	–	5,0	5,0
СЭС	–	–	–	–	5,0	5,0

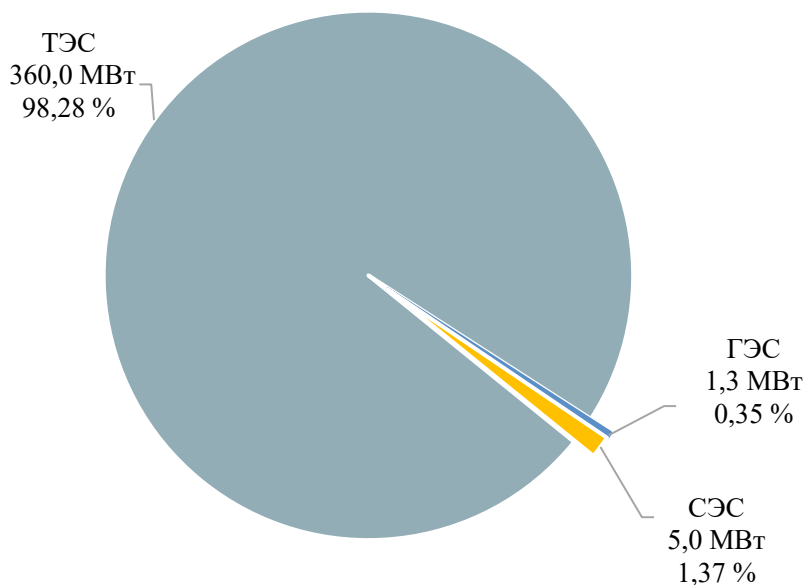


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2863	3045	3066	3359	3413
Годовой темп прироста, %	6,04	6,36	0,69	9,56	1,61
Максимум потребления мощности, МВт	486	531	543	567	562
Годовой темп прироста, %	2,75	9,26	2,26	4,42	-0,88
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5891	5733	5646	5924	6073
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	14.01 18:00	08.12 17:00	31.12 13:00	22.12 13:00	25.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,2	-0,6	-0,1	-2,7	-2,5

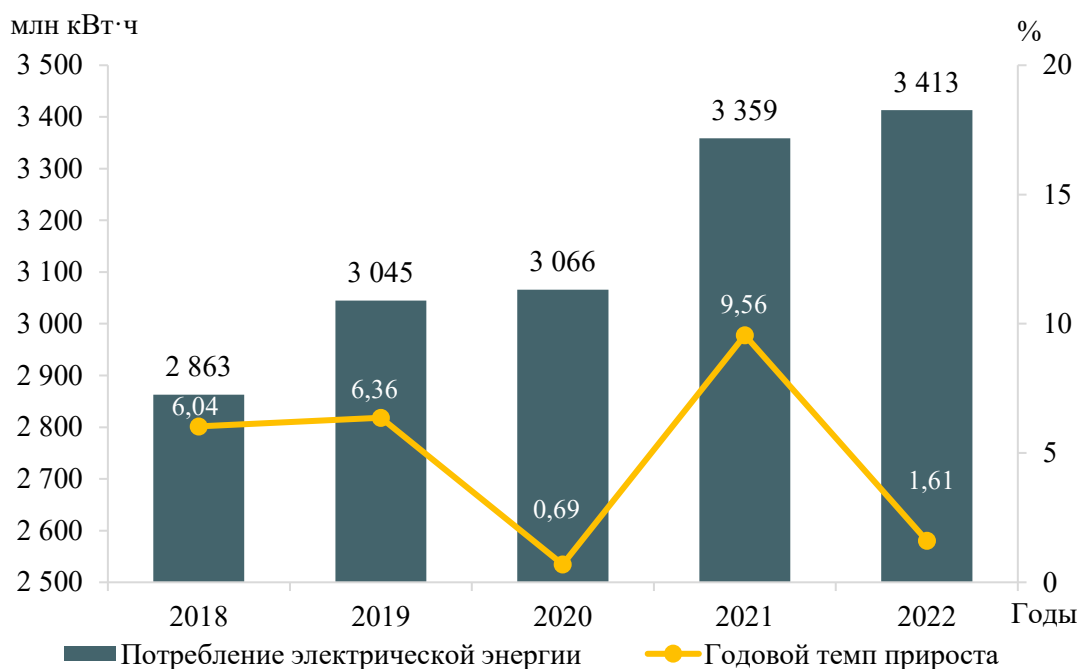


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

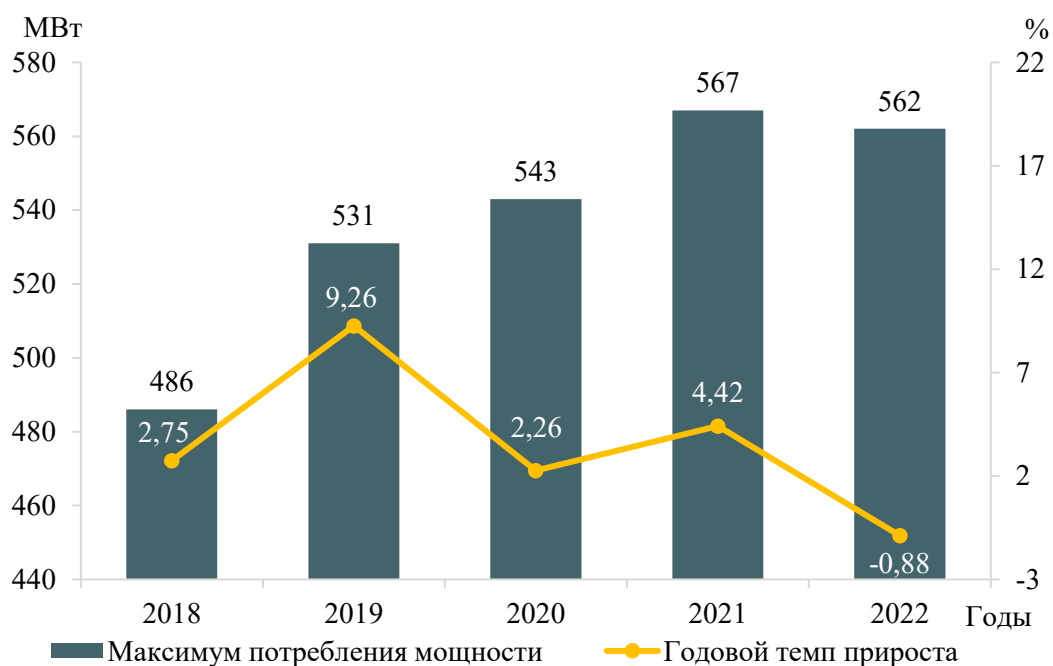


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики увеличилось на 713 млн кВт·ч и составило в 2022 году 3413 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,80 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики вырос на 89 МВт и составил 562 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,51 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,26 % в 2019 году; снижение мощности зафиксировано только в 2022 году и составило 0,88 %.

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

- увеличением потребления в производстве строительных материалов;
- запуском тепличного комплекса в городе Грозный ООО «ТК ЮгАгроХолдинг»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Чеченской Республики приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Чеченской Республики приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на 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
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 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Город	АО «Чеченэнерго»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Гудермес	АО «Чеченэнерго»	2021	25 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Чеченской Республики отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	0,0
	20.06.2018	23,0
2019	18.12.2019	3,8
	19.06.2019	25,0
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

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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Самашки	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1986	86	18,10	17,10	0,00	17,10	17,70	13,40	18,40	12,90	13,70	13,70	0
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	2000	97	10,10	10,30	0,00	10,30	10,50	8,50	7,90	9,40	9,90	10,00	
2	ПС 110 кВ Гудермес	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110У1	115/38,5/11	25	2002	93	14,56	8,30	13,40	13,40	14,00	10,93	9,80	7,40	7,80	7,80	0
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1973	73	16,14	15,50	12,60	12,50	12,60	14,00	14,60	16,70	17,60	17,60	
3	ПС 110 кВ Горец	110/35/10	T-1	ТДТН-25000	115/38,5/11	25	1983	54	17,90	17,50	15,40	15,50	15,80	17,73	18,80	19,80	20,90	20,90	0
			T-2	ТДТН-25000/110-ВМ-У1	115/38,5/11	25	2020	65	11,30	11,00	7,20	7,20	7,50	17,94	18,80	15,20	16,00	16,00	
4	ПС 110 кВ Ищерская	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/6,6	16	1968	93	10,40	9,90	9,60	9,65	10,00	8,43	12,60	10,50	11,10	11,10	5,0
			T-2	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/6,6	16	1995	95	9,04	9,60	9,60	9,70	9,90	8,37	8,80	8,70	9,20	9,20	
5	ПС 110 кВ Ойсунгур	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110-У1	115/38,5/6,6	25	2005	86	31,16	8,30	23,40	23,50	24,10	19,59	9,80	8,60	9,00	9,00	0
			T-2	ТДТН-25000/110-У1	115/38,5/6,6	25	1962	87	8,65	15,50	6,90	6,90	7,10	23,42	14,60	19,30	20,30	20,30	
6	ПС 110 кВ Червленая	110/35/10	T-1	ТМТН-6300	115/38,5/11	6,3	1982	94	3,40	4,76	3,10	4,80	4,90	2,58	2,70	4,10	4,30	4,30	0
			T-2	ТМТН-6300	115/38,5/11	6,3	1982	69	3,10	4,40	3,00	4,40	4,50	2,34	3,60	4,00	4,20	4,20	
7	ПС 110 кВ Шали	110/35/10	T-1	ТДТН-16000	115/38,5/11	16	1974	92	20,10	16,80	13,20	14,80	15,40	10,88	20,50	11,90	12,50	12,50	0
			T-2	ТДТН-40/110-У1	115/38,5/11	40	2019	91	16,20	0,00	18,90	20,10	20,50	13,27	13,50	19,10	20,10	20,10	
8	ПС 110 кВ ГРП-110	110/35/10	T-3	ТДТН-25000/110 ВМ У1	115/38,5/11	25	2014	64	14,52	14,30	14,30	14,40	14,70	12,29	11,50	14,00	14,80	14,80	0
			T-4	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2004	57	20,27	19,90	19,60	19,70	20,10	16,68	17,10	18,20	19,30	19,30	
9	Аргунская ТЭЦ	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/6,6	16	2004	91	10,87	11,00	10,60	10,60	10,80	8,00	9,10	7,50	7,90	7,90	0
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/6,6	16	2004	91	12,32	12,40	12,00	12,00	12,30	9,20	14,80	14,40	15,20	15,20	
10	ПС 110 кВ №84	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/6,6	16	2005	87	19,01	19,30	16,10	15,80	16,20	13,23	11,30	11,10	11,60	11,60	0
			T-2	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/6,6	16	1975	86	3,47	3,20	4,20	4,20	4,30	3,16	3,10	12,90	3,10	3,10	
11	ПС 110 кВ Курчалой	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110-У1	115/38,5/11	25	2017	87	21,60	21,80	21,60	21,60	22,10	0,00	18,40	12,20	12,90	12,90	12,0
			T-2	ТДТН-25000/110-У1	115/38,5/11	25	2017	95	14,50	14,30	14,20	14,20	14,50	0,00	12,70	20,70	21,80	21,00	
12	ПС 110 кВ Южная	110/10	T-1	ТДТН 16000/110	115/11	16	1990	74	14,80	14,30	14,20	14,20	14,70	9,07	10,00	12,60	13,30	13,30	11,7
			T-2	ТДН 16000/110	115/10	16	2004	87	13,50	13,20	13,20	13,20	13,50	9,74	13,40	9,40	9,90	9,90	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ 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 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	1973	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	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	65	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	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
5	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
6	ПС 110 кВ Червленая	T-1	ТМТН-6300	1982	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
7	ПС 110 кВ Шали	T-2	ТМТН-6300	1982	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		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
8	ПС 110 кВ ГРП-110	T-3	ТДТН-25000/110 ВМ У1	2014	64	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-25000/110	2004	57	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	Аргунская ТЭЦ	T-1	ТДТН-16000/110	2004	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110	2004	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	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
11	ПС 110 кВ Курчалой	T-1	ТДТН-25000/110-У1	2017	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110-У1	2017	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	ПС 110 кВ Южная	T-1	ТДТН 16000/110	1990	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН 16000/110	2004	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Ойсунгур	2022	31,2	ПС 110 кВ Ойсунгур	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2023	1,53	0	0,4	0,152	31,46	31,46	31,46	31,46	31,46	31,46
				ПС 35 кВ Энгель-Юрт	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2023	0,275	0	0,4	0,027						
				ПС 35 кВ Саясан	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2023	0,030	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Ножай-Юрт	ТУ на ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2023	0,305	0,019	0,4	0,030						
				ПС 35 кВ Беной	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2023	0,277	0	0,4	0,028						
2	ПС 110 кВ Гудермес	2018	30,7	ПС 110 кВ Гудермес	ТУ на ТП менее 670 кВт (564 шт.)			2023	6,526	0,057	0,4	0,653	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
				ПС 35 кВ Мединструмент	ТУ на ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2023	0,563	0	0,4	0,056						
3	ПС 110 кВ Горец	2019	37,6	ПС 110 кВ Горец	ТУ на ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2023	0,917	0,004	0,4	0,092	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7
				ПС 35 кВ Урус-Мартан	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2023	0,040	0,003	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Красноармейская	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2023	0,336	0	0,4	0,033						
4	ПС 110 кВ №84	2022	24,0	ПС 110 кВ №84	ТУ на ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2023	0,512	0	0,4	0,051	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
				ПС 35 кВ Горская-3	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2023	0,023	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Горская-1	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2023	0,033	0,16	0,4	0,003						
5	ПС 110 кВ Самашки	2022	28,2	ПС 110 кВ Самашки	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2023	0,218	0	0,4	0,021	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
				ПС 110 кВ Самашки	Военный городок «Серноводский»	22870/2022/ЧЭ/АМР ЭС	16.03.2023	2023	3,642	0	10	0,730						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Чеченские минеральные воды»	32/2015	04.02.2015	2024	4,5	0	10	2,250						
				ПС 35/10 кВ Ачхой-Мартан	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2023	0,761	0,002	0,4	0,076						
				ПС 35 кВ Ассиновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2023	0,241	0	0,4	0,024						
6	Аргунская ТЭЦ	2019	23,9	ПС 35 кВ Бердыкель	ТУ на ТП менее 670 кВт (26 шт.)			2023	1,032	0	0,4	0,103	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
				Аргунская ТЭЦ	ООО «Чечентеплица»	327/2017-ЧЭ	25.07.2027	2023	1,000	0	0,4	0,900						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
7	ПС 110 кВ ГРП-110	2022	34,8	ПС 110 кВ ГРП-110	ТУ на ТП мене 670 кВт (31 шт.)			2023	4,674	0	0,4	0,467	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
				ПС 110 кВ ГРП-110	АО «Чеченнефте-химпром»	25035/2023/ЧЭ/ГРОГ ЭС	20.02.2023	2023	1,147	0	35	0,803						
				ПС 110 кВ ГРП-110	АО «Чеченнефте-химпром»	19597/2021/ЧЭ/ГРОГ ЭС	28.06.2022	2024	3,400	0	0,4	0,238						
				ПС 35 кВ Черноречье	ТУ на ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2023	1,104	0	0,4	0,11						
				ПС 35 кВ Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2023	0,816	0	0,4	0,082						
				ПС 35 кВ Тепличная	ТУ на ТП менее 670 кВт (89 шт.)			2023	1,664	0,015	0,4	0,166						
8	ПС 110 кВ Шали	2018	36,3	ПС 110 кВ Шали	Менее 670 кВт (49 шт.)			2023	0,668	0	0,4	0,067	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23	39,23
				ПС 110 кВ Шали	ООО «Шали-сити»	58/2018	25.01.2018	2023	4,100	0	0,4	1,640						
				ПС 110 кВ Шали	Чеченская Региональная благотворительная общественная организация	№03/2018	11.01.2018	2024	1,386	0	10	0,277						
				ПС 35 кВ Ведено	ТУ на ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2023	0,367	0	0,4	0,037						
				ПС 35 кВ Махкеты	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2023	0,250	0	0,4	0,025						
				ПС 35 кВ Сержень-Юрт	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2023	0,079	0	0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Ведено	ОКС СКРК ВВ МВД России	298/2009	15.07.2009	2023	1,133	0	35	0,453						
				ПС 110 кВ Шали, ПС 110 кВ Цемзавод	ФКП РУЗКС Южного ВО МО РФ	144/3ТП/СКФ-2021	03.12.2021	2023	0,676	0	10	0,135						
9	ПС 110 кВ Курчалой	2022	36,6	ПС 110 кВ Курчалой	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2023	1,266	0	0,4	0,127	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1
				ПС 35 кВ Курчалой	ТУ на ТП менее 670 кВт (54 шт.)			2023	1,5711	0,070	0,4	0,157						
				ПС 35 кВ Бачи-Юрт	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2023	1,402	0	0,4	0,140						
10	ПС 110 кВ Южная	2018	28,3	ПС 110 кВ Южная	ТУ на ТП менее 670 кВт (183 шт.)			2023	5,037	0,104	0,4	0,504	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36	30,36
				ПС 110 кВ Южная	ГБУ «Республиканский онкологический диспансер»	539/2017	20.12.2017	2023	0,350	0	10	0,035						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Грозный Сити»	№367/2018-ЧЭ	14.08.2018	2023	0,415	0	10	0,041						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Империя»	13554/2021/ЧЭ/ГРОГ ЭС	15.07.2021	2023	0,750	0	10	0,300						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Юг-Строй»	88/2018	31.01.2018	2023	1,364	0	10	0,273						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Лидер-Фасад»	151/2019	04.07.2019	2023	3,500	0	10	0,7						
11	ПС 110 кВ Червленная	2022	9,4	ПС 110 кВ Червленная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2023	0,012	0,0026	0,4	0,001	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
12	ПС 110 кВ Ищерская	2019	21,4	ПС 110 кВ Ищерская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2023	0,149	0	0,4	0,015	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	
				ПС 35 кВ Знаменская	ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)		2023	0,854	0,0923	0,4	0,085							
				ПС 35 кВ Надтеречная	ТУ на ТП менее 670 кВт (16 шт.)		2023	0,163	0,0015	0,4	0,016							
				ПС 35 кВ Гвардейская	ТУ на ТП менее 670 кВт (11 шт.)		2023	0,371	0	0,4	0,037							
				ПС 35 кВ Минеральная	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)		2023	0,025	0	0,4	0,002							
				ПС 35 кВ Братская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2023	0,015	0	0,4	0,002							

ПС 110 кВ Самашки.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка Т-1, Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 28,2 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 151,2 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 141 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 9,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,4 МВА).

Согласно информации от АО «Чеченэнерго» в соответствии с ТУ на ТП Филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства министерства обороны Российской Федерации» (от 15.08.2022 № 22870/2022/ЧЭ/АМРЭС заявленной мощностью 3,642 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на новые трансформаторы номинальной мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 28,2 + 3,4 + 0 - 0 = 31,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 158 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 169,5 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Самашки ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Самашки расчетный объем ГАО составит 11,6 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Самашки расчетный объем ГАО составит 12,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,6 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 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, – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гудермес.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 30,7 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 166,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 98,2 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1 (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 0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ 0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,150.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,089 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,788 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 30,7 + 0,79 + 0 - 0 = 31,49 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 171,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 100,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гудермес ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Гудермес расчетный объем ГАО составит 13,1 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Гудермес расчетный объем ГАО составит 0,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,49 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 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, – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Горец.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 37,6 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 157,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 128 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,143 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 37,6 + 0,143 + 0 - 0 = 37,7 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 158,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 128,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горец ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Горец расчетный объем ГАО составит

13,87 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Горец расчетный объем ГАО составит 8,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,7 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 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, – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ищерская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 21,4 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 113,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 140,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1.

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.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 16,4 МВА (107,3 % от $S_{ддн}$ для трансформатора Т-1), что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1 и (87,2 % 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 1,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,176 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 21,4 + 0,176 + 0 - 5 = 16,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 88,2 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 108,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ищерская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ищерская расчетный объем ГАО составит 1,3 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ойсунгур.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка Т-1, Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,2 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 99,8 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 107,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА).

Перспективная нагрузка трансформатора (Т-1) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 31,2 + 0,26 + 0 - 0 = 31,46 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 100,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 108 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ойсунгур ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Ойсунгур расчетный объем ГАО составит

2,32 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ойсунгур расчетный объем ГАО составит 0,21 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Червленая.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,4 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,012 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,4 + 0,001 + 0 - 0 = 9,4 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Червленая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Червленая расчетный объем ГАО составит 2,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,4 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Червленая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шали.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 36,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 197,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 72,6 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ 0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,15. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ 0 °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 8,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,933 МВА).

Согласно информации от АО «Чеченэнерго» в соответствии с ТУ на ТП ЧРБОО «Гордость Чечни» (от 04.08.2017 № 725 заявленной мощностью 1,386 МВт) и ТУ на ТП ООО «Шали-Сити» (от 04.08.2017 № 724 заявленной мощностью 4,1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы номинальной мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 36,3 + 2,933 + 0 - 0 = 39,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 213,2 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 78,4 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки 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 20,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 39,23 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.

Согласно информации АО «Чеченэнерго», в рамках ликвидации технологического нарушения в 2020 году на ПС 110 кВ Шали 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 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, – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ГРП-110.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 34,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,1^{\circ}\text{C}$ 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 12,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,5 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,8 + 4,5 + 0 - 0 = 39,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГРП-110 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ГРП-110 расчетный объем ГАО составит 8,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 39,3 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 ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Аргунская ТЭЦ.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 23,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127,1 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,114 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,9 + 1,114 + 0 - 0 = 25,0 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133,1 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования Аргунской ТЭЦ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на Аргунской ТЭЦ расчетный объем ГАО составит 6,21 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,0 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.

Согласно информации АО «Чеченэнерго», Аргунская ТЭЦ после ввода в работу с 2005–2006 годов, работает в режиме подстанции 110/35/6 кВ. В 2019 году Аргунская ТЭЦ передана на баланс АО «Инкомстрой». Оперативное обслуживание Аргунской ТЭЦ осуществляет персонал АО «Чеченэнерго», аварийные и неотложные ремонты выполняет ремонтный персонал подразделений АО «Чеченэнерго». В настоящее время ведутся переговоры по заключению договора на техобслуживание Аргунской ТЭЦ.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию Аргунской ТЭЦ 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.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Инкомстрой».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка Т-1, Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 28,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 153,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 141,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ 0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,150, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ 0 °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 16,6 МВА (90,2 % от $S_{ддн}$ для трансформатора Т-1), что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1 и (83,0 % 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 11,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,059 МВА).

Перспективная нагрузка трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 28,3 + 2,06 + 0 - 11,7 = 18,66 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 101,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 93,3 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки 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 0,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 18,66 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 в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Чеченэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Курчалой.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 36,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 12 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 24,6 МВА (78,7 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,47 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 36,6 + 0,47 + 0 - 12 = 25,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 80,2 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Чеченэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Курчалой с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый).

ПС 110 кВ № 84.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка Т-1, Т-2 за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 24,0 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 126,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 154,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ $+23,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 0,569 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,063 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,0 + 0,063 + 0 - 0 = 24,063 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 127,2 % от $S_{\text{днн}}$, что превышает $S_{\text{днн}}$ трансформатора Т-2, в ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 155,3 % от $S_{\text{днн}}$, что превышает $S_{\text{днн}}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ №84 ниже уровня $S_{\text{днн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ №84 расчетный объем ГАО составит 8,57 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ №84 расчетный объем ГАО составит 5,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,063 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 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, – АО «Чеченэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории 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 2024–2029 годы

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

В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Чеченской Республики, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 10 – 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 «Курорты Северного Кавказа»	–	10,0	110	2023	ПС 110 кВ Ведучи

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3540	3623	3785	3879	3975	4089	4187
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	83	162	94	96	114	98
Годовой темп прироста, %	–	2,34	4,47	2,48	2,47	2,87	2,40

Потребление электрической энергии по энергосистеме Чеченской Республики прогнозируется на уровне 4187 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,96 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 162 млн кВт·ч или 4,47 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 83 млн кВт·ч или 2,34 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 10.

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



Рисунок 4 – 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 электрической мощности

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

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	616	630	644	660	677	694	713
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	14	14	16	17	17	19
Годовой темп прироста, %	–	2,27	2,22	2,48	2,58	2,51	2,74
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5747	5751	5877	5877	5871	5892	5872

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2029 году прогнозируется на уровне 713 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,46 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 19 МВт или 2,74 %, что обусловлено вводом объектов всесезонного туристско-рекреационного комплекса с дальнейшим его развитием; наименьший прирост ожидается в 2024–2025 годах и составит по 14 МВт или 2,27 %; и 2,22 % соответственно.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в целом в прогнозный период останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. Изменение числа часов использования максимума прогнозируется в диапазоне 5751–5892 ч/год.

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

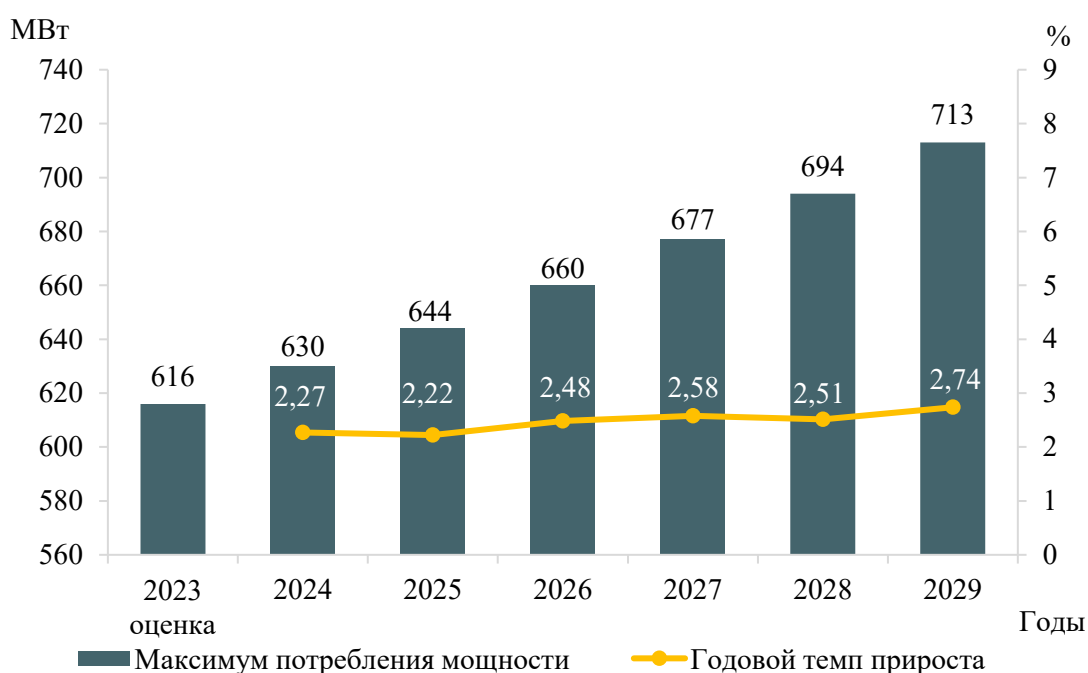


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста

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 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 58 МВт, в том числе: на ГЭС – 33 МВт, на ВИЭ (СЭС) – 25 МВт.

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

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

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Чеченской Республики	–	–	35	–	–	23	–	58
ГЭС	–	–	10	–	–	23	–	33
ВИЭ – всего	–	–	25	–	–	–	–	25
СЭС	–	–	25	–	–	–	–	25

В энергосистеме Чеченской Республики в период 2024–2029 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 2029 году составит 424,3 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Чеченской Республики по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 98,28 % до 84,85 %. Доля ГЭС возрастет с 0,35 % в отчетном году до 8,08 % в 2029 году. Доля ВИЭ (СЭС) возрастет с 1,37 % в отчетном году до 7,07 % в 2029 году.

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

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Чеченской Республики	366,3	366,3	401,3	401,3	401,3	424,3	424,3
ГЭС	1,3	1,3	11,3	11,3	11,3	34,3	34,3
ТЭС	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
ВИЭ – всего	5,0	5,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
СЭС	5,0	5,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0

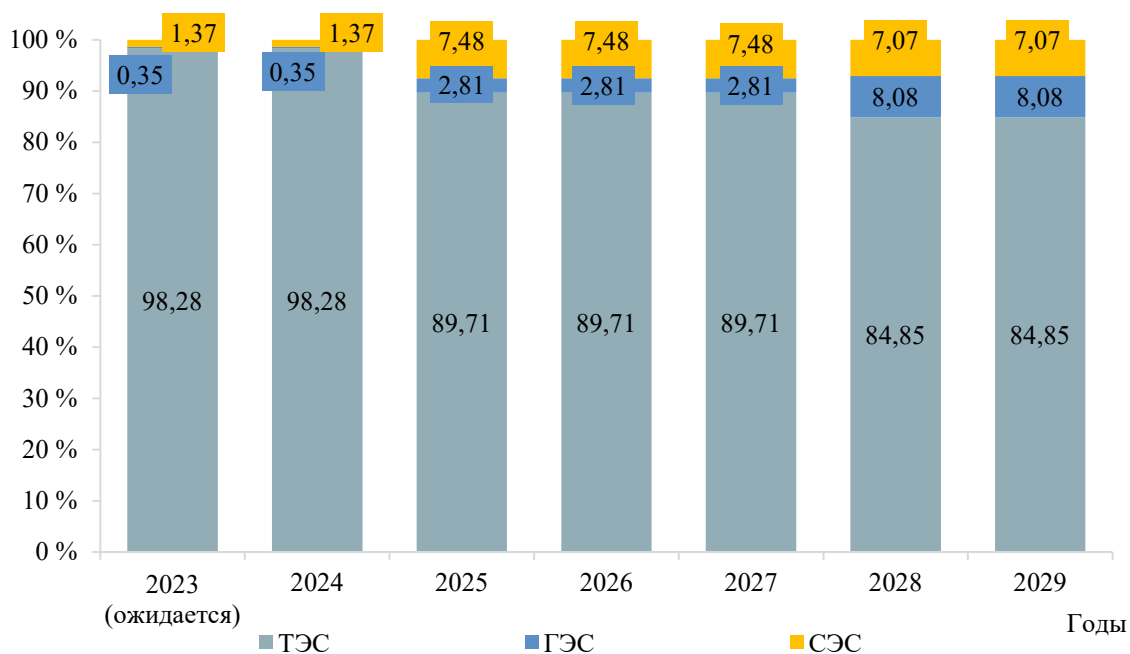


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики

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 2024–2029 годы

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

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

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

В таблице 15 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Чеченской Республики.

Таблица 15 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Чеченской Республики

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	32,15	13
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская с отпайкой на ПС Черноречье (Л-137) на ПС 330 кВ Грозный ориентировочной протяженностью 6 км с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 II цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	110	км	6	–	–	–	–	–	–	6	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Чеченэнерго»	АО «Чеченэнерго»	87,758	6
3	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ЧРБОО «Гордость Чечни»	ЧРБОО «Гордость Чечни»	–	1,386
													Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Шали-Сити»	ООО «Шали-Сити»	–	4,1
4	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.-М. М.	ИП Денильханов И.-М. М.	–	0,95
5	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	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
6	Строительство ПС 110 кВ Ведучи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Ведучи» АО «Курорты Северного Кавказа»	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи» АО «Курорты Северного Кавказа»	–	10
7	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				
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ –Шали (Л-162) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,5 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5				
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,8 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	12,8	–	–	–	–	–	–	12,8				

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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 Червленая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	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
7	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
9	Реконструкция Аргунской ТЭЦ 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 «Инкомстрой»	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
10	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
11	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

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

В таблице 17 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

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

Таблица 17 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС с трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	110	МВА	–	–	–	–	–	1×32	–	32	Нихалойская ГЭС	ПАО «РусГидро»	23,0
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи до РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС ориентировочной протяженностью 5,6 км	110	км	–	–	–	–	–	5,6	–	5,6			

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) итогового проекта инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» на 2016–2022 годы. Материалы размещены 27.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2016 № 1384, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 28@;

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

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

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

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

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

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Постановление РРО для ТСО 1 и для ТСО 2. Решение правления Государственного комитета цен и тарифов Чеченской республики от 25.11.2022 № 171-Э.

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

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год решением Правления Государственного комитета цен и тарифов Чеченской республики от 25.11.2022 № 172-Э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Чеченской Республики, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Чеченской Республики, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Чеченской Республике, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,3 %	4,5 %	2,5 %	2,5 %	2,9 %	2,4 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Чеченской Республики представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Чеченской Республики (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	726	580	553	115	115	115
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	594	428	448	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	965	780	2064	780	780	780

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 21 и на рисунке 7.

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

Таблица 21 – 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

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	6,4	7,0	7,5	7,9	8,3	8,7
НВВ	млрд руб.	15,4	15,5	15,4	16,3	16,1	16,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	9,0	8,5	7,9	8,4	7,8	7,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8
Среднегодовой темп роста	%	—	105	104	103	102	102
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,7	5,5	5,3	5,5	5,3	5,1

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Среднегодовой темп роста	%	—	96	97	103	96	97
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	3,3	3,0	2,7	2,8	2,6	2,4

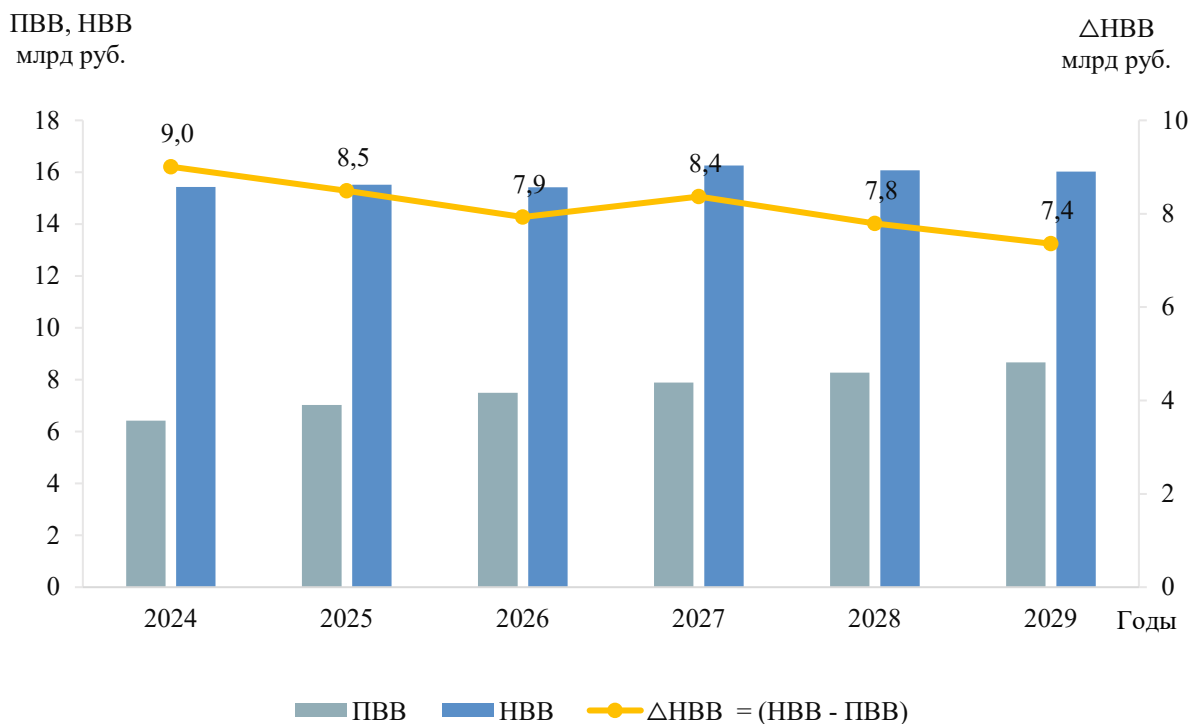


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Чеченской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, 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 2023 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 указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет 5,6–7,5 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

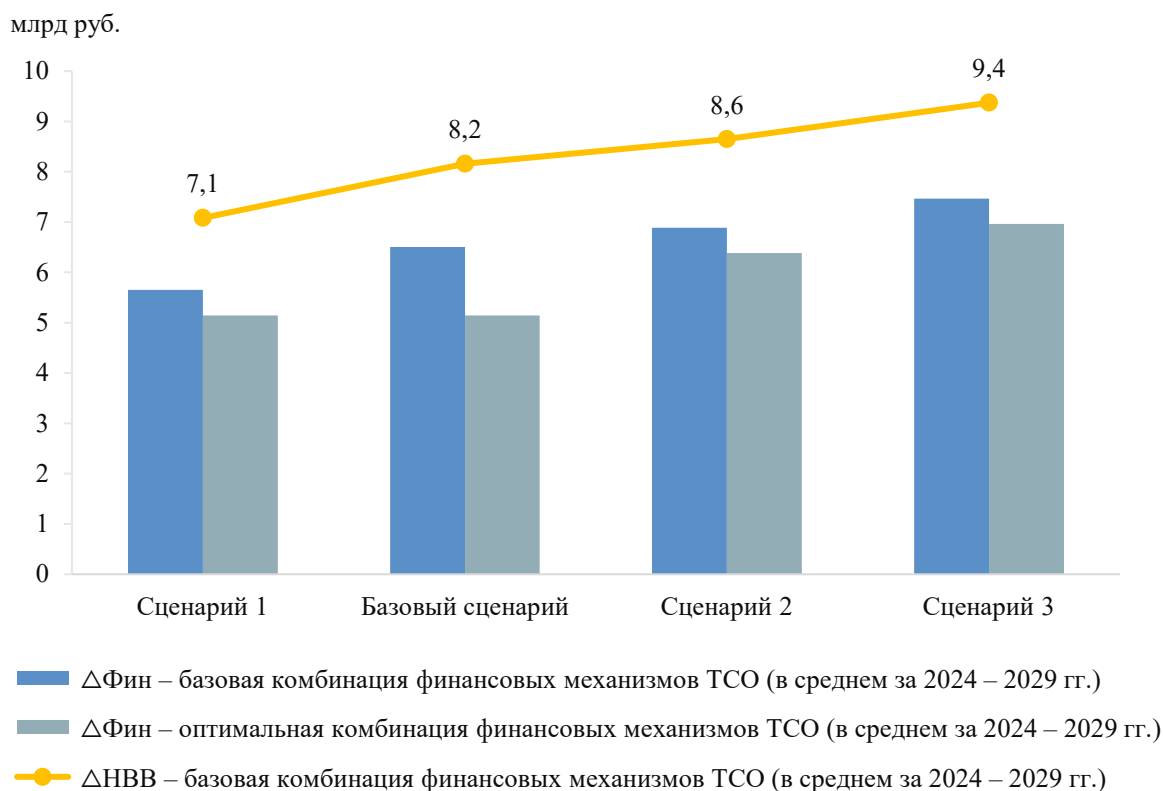


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

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

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	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 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде сохраняется дефицит финансирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях в том числе даже с учетом 100 % бюджетного финансирования прогнозных капитальных вложений (таблица 22). Значительный размер дефицита финансирования обусловлен высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2023 году на территории региона, в соответствии с инвестиционными программами организаций.

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 2029 году в объеме 4187 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,96 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2029 году увеличится и составит 713 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,46 %.

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 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5751–5892 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в период 2024–2029 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 2029 году составит 424,3 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 177,4 км, трансформаторной мощности 814 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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

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

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

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

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023								
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»												
		1	SGT5-PFC 2000E	Газ	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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					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	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)								11,5	11,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–								23,0	23,0	
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 – 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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	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	233,05	233,05
2	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	233,05	233,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	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	–	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	233,05	233,05
4	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	110,88	110,88
5	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	233,05	233,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Червленна я с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	165,30	165,30
7	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	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	244,26	244,26
8	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	222,36	222,36

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
9	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция Аргунской ТЭЦ 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 «Инкомстрой»	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	221,77	221,77
10	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	221,77	221,77
11	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	110,88	110,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029				

Примечания

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

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