

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

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	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Энергорайон № 1, Центральный энергорайон Республики Дагестан	14
2.1.2 Энергорайон № 2, Южный энергорайон Республики Дагестан	16
2.1.3 Энергорайон № 3, Горный энергорайон Республики Дагестан	18
2.1.4 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан	21
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	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	23
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	69
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	69
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	69
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	69
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	77
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	78
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	78
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	78
3.3	Прогноз потребления мощности	79
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	80
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	83
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	83
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Дагестан	87
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	92
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	94
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ...	101
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Гуниб	102
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым	107
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	114
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	116
7.1	Основные подходы	116
7.2	Исходные допущения	117

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	120
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	121
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	122
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	125
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	126
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	129
	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.....	132

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РД	–	рабочая документация
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СТО	–	стандарт организации
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
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 Республики Дагестан за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Дагестан 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 Республики Дагестан, Ставропольского края, Карачаево-Черкесской Республики, Кабардино-Балкарской Республики, Республики Северная Осетия – Алания, Республики Ингушетия и Чеченской Республики;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Дагестан связана с энергосистемами:

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

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

– Чеченской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Азербайджан: ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

В энергосистеме Республики Дагестан крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан на 01.01.2025 составила 1917,8 МВт, в том числе: ГЭС – 1883,8 МВт, ТЭС – 18,0 МВт, СЭС – 16,0 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 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1920,1	–	2,3	–	–	1917,8
ГЭС	1886,1	–	2,3	–	–	1883,8
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
СЭС	16,0	–	–	–	–	16,0

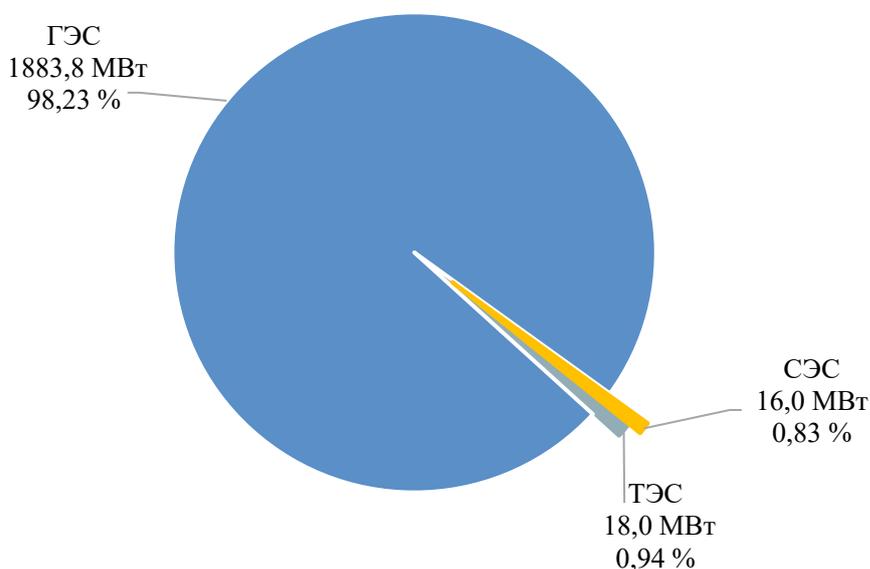


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в 2024 году составило 5097,4 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 5020,7 млн кВт·ч, ТЭС – 55,7 млн кВт·ч, СЭС – 21,0 млн кВт·ч.

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

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	3765,9	4846,4	4684,8	4966,5	5097,4
ГЭС	3710,1	4791,9	4619,5	4891,6	5020,7
ТЭС	54,7	53,5	55,3	54,3	55,7
СЭС	1,2	1,0	10,0	20,5	21,0

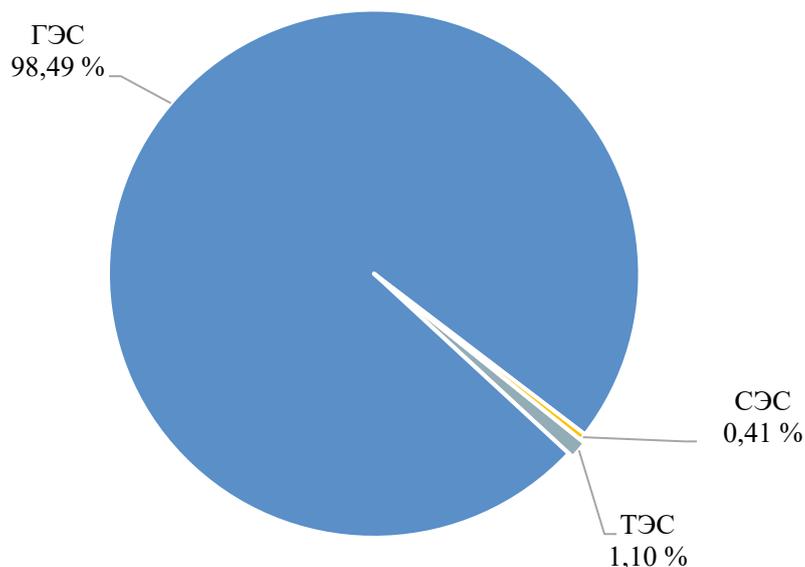


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6888	7708	8482	8626	9399
Годовой темп прироста, %	3,55	11,90	10,04	1,70	8,96
Максимум потребления мощности, МВт	1307	1435	1463	1546	1620
Годовой темп прироста, %	9,28	9,79	1,95	5,67	4,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5270	5371	5798	5580	5802
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.12 18:00	24.12 17:00	18.03 19:00	12.02 18:00	16.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-4,5	-5,2	-2,3	-4,1	2,0
Максимум потребления мощности (лето), МВт	944	1051	1097	1188	1274

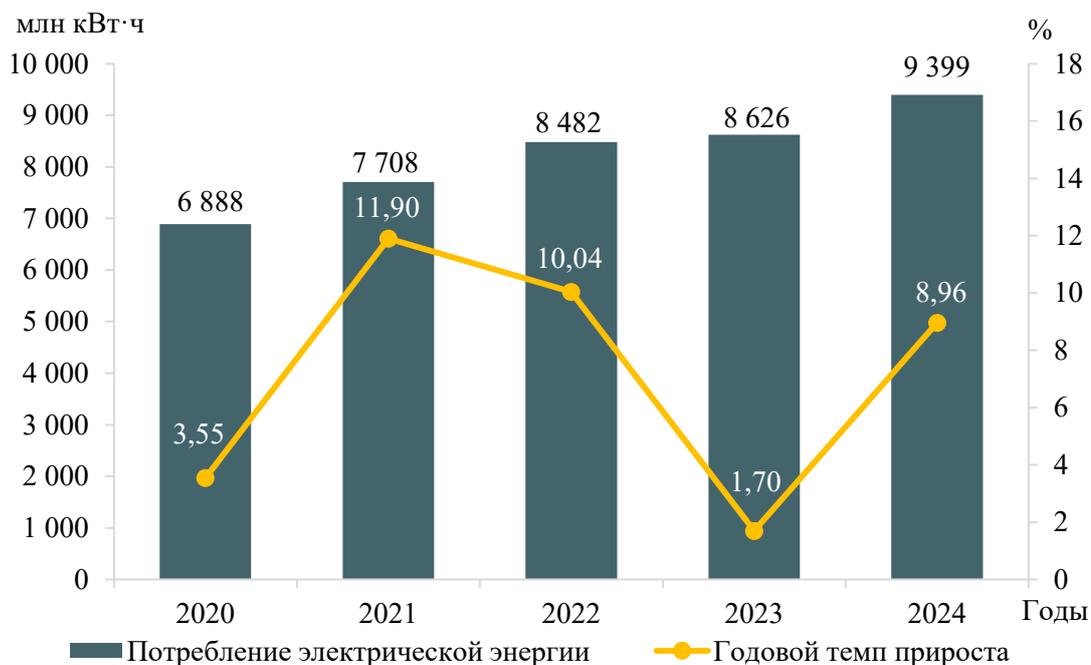


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

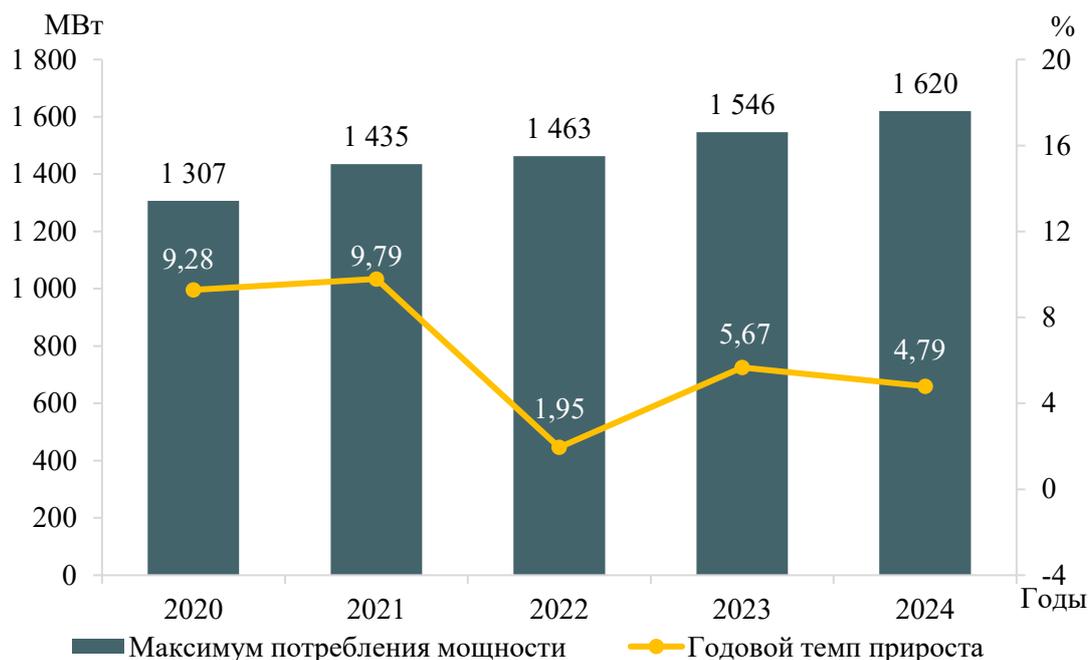


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан увеличилось на 2747 млн кВт·ч и составило в 2024 году 9399 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 7,16 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 11,90 % в 2021 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2023 году и составил 1,70 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан вырос на 424 МВт и составил 1620 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 6,26 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 9,79 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019. Следует отметить, что годовой максимум потребления мощности в 2022 и 2023 годах зафиксирован в нехарактерные месяцы – в марте и феврале соответственно.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан был зафиксирован в 2024 году в размере 1620 МВт.

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

- ростом потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- снижением потребления в строительстве;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Дагестан приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Дагестан 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	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Артём – Дербент	ПАО «Россети»	2020	171,7 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Установка трансформатора на ПС 330 кВ Артём	ПАО «Россети»	2020	125 МВА
2	330 кВ	Замена трансформаторов на ПС 330 кВ Дербент	ПАО «Россети»	2020	2×200 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Рассвет	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Леваша	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	16 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Анцух	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 330 кВ Дербент	ПАО «Россети»	2023	25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Советская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	10 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Шамхал	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Юго-Восточная	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	16 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Насосная-2	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	10 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Компас	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Огни	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	16 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

На территории Республики Дагестан к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 – Центральный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 2 – Южный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 3 – Горный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 4 – Северный энергорайон Республики Дагестан.

2.1.1 Энергорайон № 1, Центральный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 6 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Центральном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Центрального энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 26,5 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками на ПС 330 кВ Махачкала превышает ДДТН на величину до 26,5 %, токовая нагрузка участка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до ПС 110 кВ Каспийская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 33 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 118 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками, токовая нагрузка участка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками от ПС 330 кВ Махачкала до отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения превышает ДДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками на ПС 330 кВ Махачкала превышает ДДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка участка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до ПС 110 кВ Каспийская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 16,9 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 104 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности</p>

2.1.2 Энергорайон № 2, Южный энергорайон Республики Дагестан

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

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) превышает ДДТН на величину до 26 %, ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на величину до 19,8 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент превышает ДДТН на величину до 10 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) на ПС 330 кВ Дербент превышает ДДТН на величину до 21,6 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от ПС 330 кВ Дербент до отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая превышает ДДТН на величину до 21,6 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Араблинка превышает ДДТН на величину до 18,6 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Араблинка до отпайки на ПС 110 кВ Самур превышает ДДТН на величину до 12 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Самур до ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 11,6 %; – ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин на ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 11,6 %. <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности.</p> <p>3. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности.</p> <p>3. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) на ПС 330 кВ Дербент превышает ДДТН на величину до 21,8 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от ПС 330 кВ Дербент до отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая превышает ДДТН на величину до 21,8 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Араблинка превышает ДДТН на величину до 18,6 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Араблинка до отпайки на ПС 110 кВ Самур превышает ДДТН на величину до 12 %; – ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Самур до ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 11,6 %; – ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и шин на ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 11,6 %. <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) с увеличением пропускной способности.</p> <p>3. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) с увеличением пропускной способности.</p> <p>3. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>

2.1.3 Энергорайон № 3, Горный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Горном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Горного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) превышает ДДТН на величину до 22,5 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и шин ПС 110 кВ Цудахар превышает ДДТН на величину до 3,7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода ВЛ 110 кВ с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности 	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода ВЛ 110 кВ с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) превышает ДДТН на величину до 7,5 %, происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ Цудахар ниже МДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 6 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) с заменой провода с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с увеличением мощности существующих БСК 10 кВ на не менее чем 9 Мвар 	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) с заменой провода с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с увеличением мощности существующих БСК 10 кВ на не менее чем 9 Мвар
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> - участка ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух (ВЛ-110-159) превышает ДДТН на величину до 19,6 %; - участка ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох превышает ДДТН на величину до 14 %; - шин 110 кВ на ПС 110 кВ Тлох превышает ДДТН на величину до 31,6 %; - ТТ на ПС 110 кВ Тлох превышает ДДТН на величину до 9,4 %; - ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах превышает ДДТН на величину до 8,4 %; - ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах на Гочатлинской ГЭС превышает ДДТН на величину до 9,4 %; - ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Хунзах превышает ДДТН на величину до 8,4 %; - происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ Миарсо ниже АДН. <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК мощностью не менее 30 Мвар. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ТТ ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с увеличением пропускной способности. 6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности. 7. Реконструкция Гочатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности. 8. Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности 	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК мощностью не менее 30 Мвар. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ТТ ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с увеличением пропускной способности. 6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности. 7. Реконструкция Гочатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности. 8. Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2-СШ-110 кВ на ПС 110 кВ Хунзах, токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) превышает ДДТН на величину до 17 %; – ТТ-В-166 на ПС 110 кВ Миатлы превышает ДДТН на величину до 13 %; – ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Дылым превышает ДДТН на величину до 17 %; – ТТ-В-166 на ПС 110 кВ Дылым превышает ДДТН на величину до 13 %; – ошиновки ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) на ПС 110 кВ Тлох превышает ДДТН на величину до 5 %; – снижению напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Ботлих. <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Установка БСК на ПС 110 кВ Тлох мощностью не менее 30 Мвар. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности. 6. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности 	<p>Сооружение ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым 2 ц. ориентировочной протяженностью 22 км</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Установка БСК на ПС 110 кВ Тлох мощностью не менее 30 Мвар. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности. 6. Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности

2.1.4 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Северном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Северного энергорайона

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

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
Центральный энергорайон		
2020	17.06.2020	24,6
	16.12.2020	5,7
2021	16.06.2021	22,3
	15.12.2021	8,8
2022	15.06.2022	24,4
	21.12.2022	1,1
2023	21.06.2023	20,3
	20.12.2023	6,8
2024	19.06.2024	28,9
	12.07.2024	35
	18.12.2024	-3,5
	24.01.2024	-0,3
Южный энергорайон		
2020	17.06.2020	23,6
	16.12.2020	8,9
2021	16.06.2021	23,6
	15.12.2021	9,3
2022	15.06.2022	26,0
	21.12.2022	4,1
2023	21.06.2023	20,9
	20.12.2023	6,6
2024	19.06.2024	29,3
	18.12.2024	-0,5
	24.01.2024	-0,5
Северный и Горный энергорайоны		
2020	17.06.2020	22,7
	16.12.2020	6,2
2021	16.06.2021	22,3
	15.12.2021	9,1

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2022	15.06.2022	22,2
	21.12.2022	0,3
2023	21.06.2023	18,3
	20.12.2023	4,9
2024	19.06.2024	26,0
	18.12.2024	-5,4
	24.01.2024	-5,4

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 ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

В таблице 12 приведена загрузка ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА						Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	24.01.2024	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	12.07.2024	
1	ПС 110 кВ Белиджи	110/35/10	T-1	115/35/10	16	4,7	5,2	5,2	8	13,3	6	4,1	12,1	0,0	10	8,4	5,1	0
			T-2	115/35/10	16	8,8	12,9	12,6	13	9,6	12	6,6	0,0	13,2	4	9,8	11,1	

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций ПАО «Россети», на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года					Фактическая нагрузка в день зимнего контрольного замера 2024 года, МВА	Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА		
1	ПС 330 кВ Дербент	330/110/6	T-1	115/6,6	25	13.02	-4	13,3	5,3	14,3	10.08	+37	16,7	6,7	17,9	17,2	0
			T-2	110/6	25	13.02	-4	11,1	4,4	11,9	10.08	+37	12,7	5,1	13,2	12,9	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 330 кВ Дербент	T-1	ТРДН-25000/110/6,6	2023	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-25000/110/6,6	2024	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Белиджи	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 330 кВ Дербент	2023 / лето	31,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
2	ПС 110 кВ Белиджи	2023 / зима	21	ПС 110 кВ Белиджи	ТУ для ТП менее 670 кВт	–	–	2025	1,15	0	0,4	0,115	21,128	21,128	21,128	21,128	21,128	21,128

ПС 330 кВ Дербент.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка в летний период 2023 года составила 31,1 МВА (Т-1 – 17,9 МВА, Т-2 – 13,2 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 65 % (48 %) от $S_{длн}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{длн}$ на величину до 13 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +37 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 330 кВ Дербент отсутствуют.

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 для 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].

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

$$S_{персп}^{тр} = 31,1 + 0 + 0 - 0 = 31,1 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 330 кВ Дербент, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 13 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 330 кВ Дербент ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 330 кВ Дербент расчетный объем ГАО составит 3,575 МВА.

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

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Белиджи.

Согласно данным в таблицах 11, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 22,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 24,19 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Белиджи планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,128 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,9 + 0,128 + 0 - 0 = 23,028 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Белиджи, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 24,88 % (без ТП превышение до 24,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белиджи ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Глох расчетный объем ГАО составит 4,588 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,028 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.1.2 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 15 представлены данные контрольного замера за период

2020–2025 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

В таблице 17 приведена загрузка ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году. В таблице 18 приведена расчетная перспективная нагрузка данных центров питания.

В таблице 19 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

Таблица 15 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего замера, МВА							Фактическая нагрузка, день летнего замера, МВА						Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	24.01.2024	10.02.2025	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	12.07.2024	
1	ПС 110 кВ Акуша	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	7,267	6,807	7,543	7,829	8,9375	8,46	8,73	0,000	0,000	0,000	0,000	3,92	3,915	0
			T-2	115/38,5/11	16	9,378	8,922	9,769	10,014	10,717	11,03	10,957	9,235	9,199	9,758	10,560	5,74	6,373	
2	ПС 110 кВ Анцух	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	8,609	12,798	8,721	10,620	6,37	9,62	9,17	3,077	3,154	3,466	3,466	2,94	3,03	0
			T-2	115/38,5/11	16	13,416	13,653	9,280	15,09	14,65	15,43	16,66	5,926	5,079	5,814	6,047	4,23	3,91	
3	ПС 110 кВ Ботлих	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	8,721	6,596	7,044	16,994	17,89	16,99	17,11	3,354	6,149	7,267	0	2,75	0	0
			T-2	115/38,5/11	16	15,541	13,528	15,652	7,603	8,25	7,14	6,71	5,143	2,236	3,354	9,503	7,63	8,39	
4	ПС 110 кВ Леваша	110/10	T-1	115/11	16	7,862	11,180	9,727	10,621	11,74	10,84	7,60	8,162	10,510	8,497	8,944	9,06	9,84	0
			T-2	115/11	16	8,014	10,621	9,615	10,621	11,85	11,18	10,62	6,932	6,932	9,503	8,944	8,94	11,52	
5	ПС 110 кВ Тлох	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	8,273	7,714	8,050	8,944	10,06	9,50	11,18	1,476	3,464	0,000	2,236	1,57	1,34	0
			T-2	115/38,5/11	10	8,273	7,714	7,938	8,944	10,06	9,50	11,18	1,472	1,166	1,366	4,472	4,58	4,47	
6	ПС 110 кВ Цудухар	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	14,534	9,503	11,180	10,062	16,21	10,06	4,47	7,379	7,826	5,367	5,031	2,01	9,39	0
			T-2	115/38,5/11	10	3,994	9,280	10,621	10,062	5,37	10,06	5,03	0,000	0,000	3,354	2,683	4,70	0	
7	ПС 110 кВ Шамильское	110/10	T-1	115/11	6,3	5,456	4,832	5,158	4,818	5,43	5,44	5,46	2,066	2,627	3,066	1,147	2,33	2,54	0
			T-2	115/11	6,3	4,213	4,074	4,443	4,230	4,64	4,50	4,53	0,000	0,000	0,000	1,912	0,00	0	
8	ПС 110 кВ Ахты	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	11,628	11,006	11,516	10,085	10,87	11,08	11,16	4,338	4,079	5,004	5,445	5,50	5,60	0
			T-2	115/38,5/11	10	4,763	7,312	7,714	6,932	7,07	7,21	7,38	3,587	2,195	3,569	4,181	2,34	4,61	
9	ПС 110 кВ Касумкент	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	5,134	3,897	4,808	4,103	6,98	6,69	4,63	4,360	4,241	3,429	3,645	3,91	5,91	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	4,517	5,357	6,149	6,764	6,78	7,26	6,67	3,600	3,964	4,459	5,434	6,95	6,76	
10	ПС 110 кВ Мамедкала	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	5,545	5,744	5,903	6,395	7,04	6,88	7,11	0,000	0,000	4,910	4,081	5,23	6,65	0
			T-2	115/38,5/11	16	12,522	13,513	14,154	13,036	15,12	16,04	17,32	14,423	15,066	11,160	12,410	12,44	17,24	
11	ПС 110 кВ Огни	110/6	T-1	110/10	16	8,197	8,252	9,380	8,930	7,89	9,44	7,89	6,632	8,010	7,226	6,585	7,75	7,26	0
			T-2	115/38,5/6,6	10	4,964	5,049	5,780	8,020	7,64	7,43	7,59	3,810	3,861	3,697	5,232	6,07	6,84	
12	ПС 110 кВ Кизляр-1	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	12,142	15,630	11,963	11,437	7,27	11,91	9,84	10,903	10,621	10,174	10,510	12,41	19,01	0
			T-2	115/38,5/11	16	8,497	13,416	10,073	10,219	12,44	11,39	12,63	7,817	8,497	8,452	10,253	13,19	15,65	
13	ПС 110 кВ Кизляр-2	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	15,652	13,226	13,148	10,934	15,17	12,99	13,10	13,586	12,222	10,828	14,090	13,08	10,85	0
			T-2	115/38,5/11	10	6,149	5,646	5,378	6,518	6,99	7,03	6,71	3,734	6,149	6,149	5,250	8,39	7,83	
14	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	4,472	0,000	4,673	4,327	4,55	4,79	4,65	3,130	5,635	5,590	2,840	5,03	4,47	0
			T-2	115/38,5/11	10	6,820	6,049	6,507	4,696	4,63	4,96	4,77	2,348	0,000	0,000	2,627	4,05	3,24	
15	ПС 110 кВ Бабаюрт	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	11,139	17,932	16,246	13,859	14,37	13,86	13,11	5,063	5,466	5,029	10,590	12,40	13,23	0
			T-2	115/38,5/11	10	5,672	4,057	6,963	7,866	8,69	7,87	10,30	4,862	4,656	8,897	5,290	5,54	9,45	
16	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	8,309	7,828	11,519	10,685	9,73	10,69	10,11	5,202	5,319	7,970	6,926	7,92	9,02	0
			T-2	115/38,5/11	10	5,238	6,222	11,519	10,685	9,73	10,69	10,11	5,825	4,092	7,970	6,926	7,92	9,02	
17	ПС 110 кВ ЗФС	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	43,004	40,142	40,507	39,576	16,25	39,58	22,35	36,132	30,188	41,966	31,070	14,64	15,83	0
		110/35/6	T-2	115/38,5/6,6	40	0	0	0	0	14,22	0,00	26,41	0	0	0	0	21,96	33,64	
18	ПС 110 кВ Кизилюртовская	110/10	T-1	115/11	6,3	12,746	3,828	3,314	3,810	3,65	3,80	4,04	8,869	8,152	2,970	2,798	3,06	3,12	0
			T-2	115/11	10	0,000	9,962	8,238	8,802	9,27	8,80	9,65	0,000	0,000	8,047	7,562	8,35	8,35	
19	ПС 110 кВ Буйнакск-1	110/35/6	T-1	110/35/6	40	19,870	28,300	23,747	25,268	31,41	26,95	41,37	15,465	15,205	21,187	16,200	22,36	26,22	0
			T-2	110/35/6	25	20,429	28,890	24,038	25,268	31,41	26,69	19,01	16,381	15,496	21,556	17,184	22,81	20,59	
20	ПС 110 кВ Изберг-Северная	110/35/10	T-1	110/35/10	25	5,201	6,965	6,764	7,938	15,54	8,61	17,44	4,083	4,293	6,697	6,227	9,19	13,10	0
			T-2	115/38,5/11	25	13,349	14,825	15,116	15,541	11,52	17,78	12,52	10,152	10,398	10,286	11,370	16,30	14,09	
21	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/6	T-1	110/6	10	0,000	0,000	0,000	6,440	7,16	6,98	7,16	0,000	0,000	0,000	6,977	6,02	6,23	0
			T-2	110/6	25	0,000	12,455	14,199	8,790	7,49	9,02	7,49	9,450	11,060	11,437	3,868	9,08	9,12	
22	ПС 110 кВ ЦПП	110/10/6	T-1	110/10/6	25	15,442	15,272	14,188	17,285	14,98	19,59	17,89	12,544	12,008	12,544	9,816	17,84	21,67	0
			T-2	110/10/6	25	10,532	15,820	18,000	16,592	16,99	16,59	17,89	10,366	13,094	10,912	13,090	27,95	22,46	
23	ПС 110 кВ Куруш	110/10	T-1	115/11	5,6	5,216	5,671	5,248	4,869	5,01	4,87	2,93	4,137	3,759	0,000	0,000	5,57	4,08	0
			T-2	115/11	6,3	0,000	0,000	0,000	2,481	2,60	2,48	2,84	0,000	0,000	4,598	4,961	2,04	2,04	
24	ПС 110 кВ Геджух	110/10	T-1	115/11	10	0,000	0,000	0,000	1,320	1,86	0,00	2,25	0,000	0,000	0,988	0,000	1,64	1,84	0
			T-2	115/11	2,5	1,983	1,469	1,285	2,240	0,16	2,78	0,18	1,483	1,541	0,000	1,270	0,00	0,00	
25	ПС 110 кВ Компас	110/10	T-1	115/11	40	12,43	15,54	17,33	18,06	16,50	15,28	12,30	9,47	10,87	13,92	13,25	12,49	8,83	0
			T-2	115/11	40	16,10	15,54	17,16	18,06	32,10	16,66	27,95	12,86	13,61	13,19	11,93	22,65	27,38	
26	ПС 110 кВ Ярыкеу	110/35/10	T-1	115/35/11	63	24,95	24,75	28,00	22,96	17,01	22,96	24,68	15,46	19,55	21,05	21,98	14,27	22,76	0
			T-2	115/35/11	40	30,01	28,29	27,53	22,36	51,45	16,37	41,20	18,56	21,03	21,05	21,98	22,79	19,79	

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / зима	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.		
1	ПС 110 кВ Акуша	2025 / зима	19,69	ПС 110 кВ Акуша	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,906	0,004	–	0,090	19,78	19,78	19,78	19,78	19,78	19,78		
				ПС 35 кВ Нащи	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	–	0,0005								
2	ПС 110 кВ Анцух	2021 / зима	26,45	ПС 110 кВ Анцух	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,040	0	–	0,004	26,58	26,58	26,58	26,58	26,58	26,58	26,58	
				ПС 35 кВ Бежта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,139	0	–	0,014								
				ПС 35 кВ Кидеро	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,131	0	–	0,013								
				ПС 35 кВ Шаури	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,355	0	–	0,036								
				ПС 35 кВ Тлярата	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,510	0	–	0,051								
3	ПС 110 кВ Ботлих	2024 / зима	26,14	ПС 110 кВ Ботлих	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,312	0	–	0,031	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	26,18	
				ПС 35 кВ Карата	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,063	0	–	0,006								
4	ПС 110 кВ Леваша	2024 / зима	23,59	ПС 110 кВ Леваша	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0	–	0,001	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59	
5	ПС 110 кВ Тлох	2025 / зима	22,36	ПС 110 кВ Тлох	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,132	0	–	0,013	22,39	22,39	22,39	22,39	22,39	22,39	22,39	
				ПС 35 кВ Мехельта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,048	0	–	0,005								
				ПС 35 кВ Игали	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,071	0	–	0,007								
6	ПС 110 кВ Цудахар	2022 / зима	21,80	ПС 110 кВ Цудахар	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,262	0	–	0,026	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	21,98	
				ПС 35 кВ Кумух	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,220	0	–	0,122								
				ПС 35 кВ Вачи	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,183	0,005	–	0,018								
7	ПС 110 кВ Шамильское	2024 / зима	10,07	ПС 110 кВ Шамильское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,409	0	–	0,041	10,11	10,11	10,11	10,11	10,11	10,11	10,11	
8	ПС 110 кВ Ахты	2022 / зима	19,23	ПС 110 кВ Ахты	ООО «ГидроЭнерджи»	16.10.2023	48567/2023/ДЭ/АХТЫРЭС	2025	0,020	0	–	0,014	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	
					ООО «ГидроЭнерджи»	16.10.2023	50371/2023/ДЭ/АХТЫРЭС	2025	0,020	0	–	0,014								
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,596	0	–								0,060
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,368	0	–								0,037
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,310	0	–								0,031
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,157	0	–								0,016
9	ПС 110 кВ Касумкент	2024 / зима	13,94	ПС 110 кВ Касумкент	ООО «АлиЯк»	30.05.2023	46964/2023/ДЭ/ДЕРБРЭС	2025	0,800	0,200	10	0,300	14,76	14,76	14,76	14,76	14,76	14,76	14,76	
					ООО «Кпул-Ятар»	30.05.2023	47023/2023/ДЭ/КАСУРЭС	2025	1,120	0,080	10	0,208								
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,066	0,005	–								0,106
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,557	0	–								0,056
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,581	0	–								0,058
		ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,307	0	–	0,031											
10	ПС 110 кВ Мамедкала	2025 / зима	24,43	ПС 110 кВ Мамедкала	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,919	0	–	0,092	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	24,67	
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,205	0	–								0,021
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,395	0	–								0,040
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,185	0	–								0,019
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,424	0,020	–								0,040
						ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,170	0	–								0,017
11	ПС 110 кВ Огни	2023 / зима	16,95	ПС 110 кВ Огни	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,587	0	–	0,059	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01	

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА										
		Год / зима	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.					
12	ПС 110 кВ Кизляр-1	2024 / лето	34,66	ПС 110 кВ Кизляр-1	АО «Кизлярский коньячный завод»	22.05.2023	48112/ 2023/ДЭ/КИЗЛГЭС	2025	0,800	0,500	10	0,030	35,05	35,05	35,05	35,05	35,05	35,05					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										1,575	0,015	–	0,156	
				ПС 35 кВ Михеевка					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,085	0	–	0,009
				ПС 35 кВ Хуцеевка					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,255	0	–	0,026
				ПС 35 кВ КЭМЗ					ТУ для ТП менее 670 кВт											0,094	0	–	0,009
				ПС 110 кВ Тарумовка					ТУ для ТП менее 670 кВт											1,080	0	–	0,108
ПС 35 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,238	0	–	0,024																	
13	ПС 110 кВ Кизляр-2	2024 / зима	22,16	ПС 110 кВ Кизляр-2	Муниципальное казенное учреждение «Управление капитального строительства» городского округа «Город Кизляр»	05.05.2022	39482/ 2022/ДЭ/КИЗЛГЭС	2025	0,702	0	10	0,281	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80	22,80					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										2,828	0	–	0,283	
				ПС 35 кВ Серебряковка					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,105	0	–	0,011
				ПС 35 кВ Б. Аршевка					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,065	0	–	0,007
				ПС 35 кВ Брянск					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,170	0	–	0,017
14	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	2020 / зима	11,29	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб				2025	0,036	0,014	–	0,002	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										0,180	0	–	0,018	
				ПС 35 кВ Ч.-Буруны					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,027	0	–	0,003
15	ПС 110 кВ Бабаюрт	2025 / зима	23,41	ПС 110 кВ Бабаюрт				2025	1,048	0,021	–	0,103	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70	23,70					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										0,535	0	–	0,054	
				ПС 35 кВ Туршунай					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,089	0	–	0,009
				ПС 35 кВ Караузек					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,100	0	–	0,010
				ПС 35 кВ Свердлова					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,100	0	–	0,010
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										0,727	0	–	0,073	
				ПС 35 кВ Чагаротар					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,100	0	–	0,010
				ПС 35 кВ Янгильбай					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,145	0	–	0,014
16	ПС 110 кВ Дылым	2022 / зима	23,038	ПС 110 кВ Дылым				2025	1,335	0	–	0,134	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										0,973	0	–	0,097	
				ПС 35 кВ Новокули					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	1,042	0	–	0,104
				ПС 35 кВ Ленинаул					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,648	0	–	0,065
				ПС 35 кВ Андрейаул					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,150	0	–	0,015
17	ПС 110 кВ ЗФС	2024 / лето	49,470	ПС 110 кВ ЗФС	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	04.07.2022	942/ 2020/ДЭ/КИЗИРЭС	2025	3,200	1,000	6	0,440	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43	50,43					
				ТУ для ТП менее 670 кВт					2025										2,508	0	–	0,251	
				ПС 35 кВ Шамхалянгиюрт					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	0,559	0,050	–	0,199
				ПС 35 кВ Нечаевка					ТУ для ТП менее 670 кВт										2025	2,037	0,050	–	0,199
18	ПС 110 кВ Кизилюртовская	2021 / зима	13,790	ПС 110 кВ Кизилюртовская				2025	0,081	0	–	0,008	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80	13,80					

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА												
		Год / зима	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.							
19	ПС 110 кВ Буйнакск-1	2024 / зима	62,82	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,838	0,007	-	0,183	63,31	63,31	63,31	63,31	63,31	63,31							
				ПС 35 кВ Казанище															ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	1,530	0	-	0,153	
				ПС 35 кВ Дженгутай															ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,508	0	-	0,051	
				ПС 35 кВ Параул															ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,133	0	-	0,013	
				ПС 35 кВ ГКЗ															ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,514	0	-	0,051	
				ПС 35 кВ Зуберха															ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,002	0	-	0,000	
20	ПС 110 кВ Изберг-Северная	2025 / лето	29,96	ПС 110 кВ Изберг-Северная	ТУ для ТП менее 670 кВт	Физ. лицо	26.08.2024	57194/2024/ДЭ/ИЗБГЭС	2026	2,100	0	10	0,840	31,29	31,29	31,29	31,29	31,29	31,29						
																				ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	2,026	0,165	-	0,190
				ПС 35 кВ Первомайская																ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	2,036	0,090	-	0,195
				ПС 35 кВ Утамыш-Старая																ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,054	0	-	0,005
21	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2024 / зима	16,00	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт	ГАУ «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в РД»	28.12.2024	59930/2024/ДЭ/КАСПГЭС	2025	1,550	0,500	6	0,420	16,53	16,53	16,53	16,53	16,53	16,53						
																					ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,781	0,025	-
22	ПС 110 кВ ЦПП	2024 / лето	45,79	ПС 110 кВ ЦПП	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,688	0,093	-	0,460	46,29	46,29	46,29	46,29	46,29	46,29	46,29						
23	ПС 110 кВ Куруш	2024 / зима-лето	7,61	ПС 110 кВ Куруш	ТУ для ТП менее 670 кВт	ООО «Батыр-Бройлер»	01.06.2022	41522/2022/ДЭ/ХАСАРЭС	2025	0,625	0,250	10	0,188	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88						
																					ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,622	0	-
24	ПС 110 кВ Геджух	2023 / зима	3,56	ПС 110 кВ Геджух	ТУ для ТП менее 670 кВт	ООО «АЛВИСА»	21.09.2021	9309/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2025	2,000	0	10	1,000	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64						
																					ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,042	0	-

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ, на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года					Фактическая нагрузка в день летнего контрольного замера 2024 г., МВА	Фактическая нагрузка в день иного зимнего контрольного замера 2025 г., МВА	Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА			
1	ПС 110 кВ Акташ	110/35/10	T-1	110/38/11	25	08-12.02	-12	31	14,3	34,1	17.08	+38	26,6	12,4	29,3	29,14	18,46	0
			T-2	115/38,5/11	40	08-12.02	-12	20,5	9,4	22,6	17.08	+38	17,3	8,41	19,2	13,87	40,42	
2	ПС 110 кВ Ярыксу	110/35/10	T-1	110/35/10	63	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,8	14,4	33,9	14,27	24,68	0
			T-2	110/35/10	40	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,2	14,2	33,4	22,79	41,20	
			T-3	115/11	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,08	7,00	
3	ПС 110 кВ ГПП	110/6	T-1	110/35/6	31,5	11.01	-7	13	5,4	14,1	10.08	+37	23	9,2	24,8	17,83	16,77	0
			T-2	115/6,3	40	11.01	-7	21,3	8,5	22,9	10.08	+37	43	17,2	46,3	27,95	33,54	
4	ПС 110 кВ Компас	110/10	T-1	110/10	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	12,49	12,30	0
			T-2	110/10	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	22,65	27,95	
5	ПС 110 кВ Новая	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	11.01	-7	31	14,3	34,1	10.08	+37	44	17,6	47,4	28,09	28,51	0
			T-2	115/38,5/6,6	40	11.01	-7	20,5	9,4	22,6	10.08	+37	43	17,2	46,3	31,15	25,72	
6	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	T-1	110/6	16	11.01	-7	15,2	6,1	16,4	10.08	+37	12,5	5	13,5	11,34	15,65	0
			T-2	115/10	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	27	10,8	29,1	23,40	24,60	
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	T-1	110/6,6	16	11.01	-7	7,1	2,8	7,6	10.08	+37	12	4,8	12,9	6,82	10,96	0
			T-2	110/6	16	11.01	-7	7,6	3	8,2	10.08	+37	11,5	4,6	12,4	8,16	0,07	
8	ПС 110 кВ ЗТМ	110/6	T-1	110/6	25	11.01	-7	11,8	4,7	12,7	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	20,11	22,92	0
			T-2	115/11	63	11.01	-7	9,1	3,6	9,8	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	11,83	15,65	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года					Фактическая нагрузка в день летнего контрольного замера 2024 г., МВА	Фактическая нагрузка в день инного зимнего контрольного замера 2025 г., МВА	Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Дата	ТНВ, °С	P , МВт	Q , Мвар	S , МВА	Дата	ТНВ, °С	P , МВт	Q , Мвар	S , МВА			
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	11.01	-7	25,2	10,1	27,1	10.08	+37	30	12	32,3	17,84	24,6	0
			T-2	110/35/10	25	11.01	-7	25,6	10,2	27,6	10.08	+37	30	12	32,3	14,34	21,24	
			T-1Н	110/35/10	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	21,8	
10	ПС 110 кВ Шамхал	110/35/10	T-1	110/35/10	25	11.01	-7	29,6	12,8	32,2	10.08	+37	21,8	9,2	23,7	24,02	22,36	21
			T-2	115/38,5/11	40	11.01	-7	18,9	7,6	20,4	10.08	+37	24,3	10,9	26,6	24,56	39,13	
11	ПС 110 кВ Гуниб	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	11.01	-20	13	5,2	14,0	10.08	+37	2	0,8	2,2	2,94	9,74	0
			T-2	115/38,5/11	25	11.01	-20	15	6	16,2	10.08	+37	4	1,6	4,3	4,23	22,33	
12	ПС 110 кВ Агабалаева	110/6	T-1	118,3/6,3	22	13.02	-4	16,7	5,1	17,5	10.08	+37	16,7	6,7	18,0	10,53	11,21	0
		110/6	T-2	118,3/6,3	16	13.02	-4	12,8	5,1	13,8	10.08	+37	12,7	5,1	13,7	8,56	10,02	

Таблица 18 – Перспективная нагрузка подстанций 110 кВ характеризующихся рисками ввода ГВО с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за 2023–2024 год		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	
1	ПС 110 кВ Акташ	2025 / зима	58,89	ПС 110 кВ Акташ	ООО «СЗ «Альреко»	20.12.2023	52368/2023/ДЭ/ХАС АГЭС	2025	1,000	0	10	0,400	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	
				ТУ для ТП менее 670 кВт		2025		0,892	0	–	0,089								
				ПС 35 кВ Консервный завод		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,465	0	–	0,047							
				ПС 35 кВ Костек		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	1,075	0	–	0,108							
				ПС 35 кВ Дагестан		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	1,630	0	–	0,163							
				ПС 35 кВ Сивух		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,413	0	–	0,041							
				ПС 35 кВ Дружба		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,189	0	–	0,019							
2	ПС 110 кВ Ярыксу	2025 / зима	72,88	ПС 110 кВ Ярыксу	ООО «Республиканский экологический оператор»	09.02.2024	52221/2023/ДЭ/ХАС АРЭС	2025	8,225	0,040	–	0,819	76,64	76,64	76,64	76,64	76,64	76,64	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	3,200	0	10	2,240							
				ПС 35 кВ Андрейаул				ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,648	0	–							0,065
				ПС 35 кВ Димитрова				ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,571	0	–							0,057
3	ПС 110 кВ ГПП	2023	71,08	ПС 110 кВ ГПП	ООО «Южный капитал»	29.12.2023	50077/2023/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	0,850	0	6	0,366	94,64	94,64	94,64	94,64	94,64	94,64	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	5,668	0	–	0,531							
4	ПС 110 кВ Компас	2024 / зима	48,60	ПС 110 кВ Компас	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,400	0	10	2,160	46,04	46,04	46,04	46,04	46,04	46,04	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	10,877	0	–	1,088							
5	ПС 110 кВ Новая	2023	93,7	ПС 110 кВ Новая	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,985	0	–	0,299	25,63	25,63	25,63	25,63	25,63	25,63	
6	ПС 110 кВ Приморская	2023 / лето	42,54	ПС 110 кВ Приморская	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,709	0	–	0,271	40,14	40,14	40,14	40,14	40,14	40,14	
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2023	25,31	ПС 110 кВ Юго-Восточная	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,709	0	–	0,271	40,14	40,14	40,14	40,14	40,14	40,14	
8	ПС 110 кВ ЗТМ	2023	39,85	ПС 110 кВ ЗТМ	Физ. лицо	16.01.2024	53639/2023/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	0,957	0	10	0,383	73,23	73,23	73,23	73,23	73,23	73,23	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	3,232	0,140	–	0,031							
				ПС 35 кВ Тепличный комбинат				ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	1,045	0	–							0,105
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	2025 / зима	72,67	ПС 110 кВ Махачкала-110	Физ. лицо	16.01.2024	53639/2023/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	0,957	0	10	0,383	73,23	73,23	73,23	73,23	73,23	73,23	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	3,232	0,140	–	0,031							
10	ПС 110 кВ Шамхал	2025 / зима	61,49	ПС 110 кВ Шамхал	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,400	0	10	2,160	46,04	46,04	46,04	46,04	46,04	46,04	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	10,877	0	–	1,088							
11	ПС 110 кВ Гуниб	2025 / зима	32,07	ПС 110 кВ Гуниб	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	16.06.2021	4711/2020/ДЭ/МАХ АГЭС	2025	2,985	0	–	0,299	25,63	25,63	25,63	25,63	25,63	25,63	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	2,985	0	–	0,299							
12	ПС 110 кВ Агабалаева	2023	31,7	ПС 110 кВ Агабалаева	МКУ «УКС» ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ГОРОД ДЕРБЕНТ»	07.09.2022	42335/2022/ДЭ/ДЕР БГЭС	2025	1,000	0	6	0,2	32,54	32,54	32,54	32,54	32,54	32,54	
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	4,202	0,398	–	0,28							

Таблица 19 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Акуша	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2006	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Анцух	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2023	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Ботлих	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-10000/110/35/10	2017	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2012	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Гуниб	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2005	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-1Н	ТДН-10000/110-У1	2023	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2024	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Леваша	T-1	ТДН-16000/110/10	1983	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	2001	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Тлох	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2014	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	2014	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Цудахар	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	2007	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	2007	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Шамильское	T-1	ТМН-6300/110/10	2007	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМН-6300/110/10	2006	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	ПС 110 кВ Ахты	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1986	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1998	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Касумкент	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1981	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТ-6300/110/35/10	1966	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Мамедкала	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1973	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Огни	T-1	ТДН-16000/110-У1	2023	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-10000/110/6	2010	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
13	ПС 110 кВ Кизляр-1	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1998	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
14	ПС 110 кВ Кизляр-2	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-У1	2024	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
15	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1974	64	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-79У1	2024	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Акташ	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2012	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110-У1	2024	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Бабаюрт	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1998	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2024	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Дылым	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1991	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1987	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ ЗФС	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	1989	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	2024	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
20	ПС 110 кВ Кизилюрговская	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	2020	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1989	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Ярыксу	T-1	ТДТН-63000/110-У1	2025	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110-У1	2024	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДЦП-25000/110/10/6	2023	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
22	ПС 110 кВ Буйнакск-1	T-1	ТДТН-40000/110-ВМ У1	2024	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	2008	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ ГПП	T-1	ТДТН-31500/110/35/6	1971	60	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/6	2014	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Изберг-Северная	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2025	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110 УХЛ1	1974	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Компас	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	2024	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/10/10	2024	67	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Новая	T-1	ТДТН-40000/110-67 У1	1977	54	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	1978	70	Перегруз не допускается				1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
27	ПС 110 кВ Очистные сооружения	T-1	ТДН-10000/110/6	1980	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН 25000/110/6/6	1989	65	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Приморская	T-1	ТДН-16000/110/6	2008	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-40000/110/10	2023	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
29	ПС 110 кВ ЦПП	T-1	ТДТН-25000/110-10/6	1983	68	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110-10/6	1983	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	ТДН-16000/110/6	2023	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/6	2024	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
31	ПС 110 кВ ЗТМ	T-1	ТРДН-25000/110/6	2004	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-63000/110/6/6	2024	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
32	ПС 110 кВ Махачкала-110	T-1Н	ТДТН-25000/110/35/10	2023	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-1	ТДТН-40000/110-У1	2024	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2008	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Шамхал	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2011	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110-У1	2024	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
34	ПС 110 кВ Куруш	T-1	ТМТГ-5600/110/35/10	2002	64	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110-81У1	2014	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
35	ПС 110 кВ Геджух	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1997	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМН-2500/110/10	1982	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
36	ПС 110 кВ Агабалаева	T-1	ТДНГ-22000/110/6	1972	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	2024	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

ПС 110 кВ Акуша.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 19,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину $S_{ддн}$ и составляет 98,43 % от $S_{ддн}$. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 57,52 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции 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 0,907 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,098 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 19,69 + 0,098 + 0 - 0 = 19,788 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Акуша, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 98,92 %, что не превышает $S_{ддн}$. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Акуша, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, превышает $S_{ддн}$ на величину до 58,30 % (без ТП превышение до 57,52 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Акуша ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Акуша расчетный объем ГАО составит 7,288 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 19,788 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Анцух.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

26,45 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 32,26 % (111,62 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +9,3 °С в режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Анцух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,555 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,127 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,45 + 0,13 + 0 - 0 = 26,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Анцух, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 112,64 % (32,90 %) (без ТП превышение до 32,26 % (111,62 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Анцух ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Анцух расчетный объем ГАО составит 14,080 (6,58) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,58 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ботлих.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 26,14 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 122,09 % (30,70 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,4 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,177 (1,25).

В 2023 году для снижения рисков ввода ГВО на ПС 110 кВ Ботлих произведена установка трансформатора Т-3 мощностью 10 МВА, по временной

схеме. Трансформатор Т-3 присоединен к РУ 110 кВ через один выключатель 110 кВ совместно с Т-1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ботлих планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,375 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,14 + 0,04 + 0 - 0 = 26,18 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ботлих, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 122,43 % (30,89 %) (без ТП превышение до 122,09 % (30,70 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ботлих ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ботлих расчетный объем ГАО составит 14,41 (6,18) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на два трансформатора мощностью не менее 26,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Леваши.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 23,59 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 26,28 % (17,95 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,168 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Леваши планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,59 + 0,001 + 0 - 0 = 23,591 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Леваши, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 26,29 % (17,96 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Леваши ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Леваши расчетный объем ГАО составит 4,91 (3,59) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,591 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Тлох.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 22,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 78,88 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Тлох планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,251 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,027 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,36 + 0,027 + 0 - 0 = 22,387 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Тлох, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 79,09 % (без ТП превышение до 78,88 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тлох ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тлох расчетный объем ГАО составит 9,89 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,387 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Цудахар.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,801 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 74,41 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,3 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Цудахар планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,66 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,179 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,801 + 0,179 + 0 - 0 = 21,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Цудахар, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 75,84 % (без ТП превышение до 74,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Цудахар ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Цудахар расчетный объем ГАО составит 9,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,98 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шамильское.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 10,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 27,87 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамильское планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,409 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,044 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,07 + 0,044 + 0 - 0 = 10,114 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шамильское, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28,44 % (без ТП превышение до 27,85 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамильское ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шамильское расчетный объем ГАО составит 2,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,114 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ахты.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,23 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 53,84 % (71,50 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +4,1 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,121 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ахты планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,704 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,23 + 0,21 + 0 - 0 = 19,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ахты, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 55,52 % (73,37 %) (без ТП превышение до 53,84 % (71,50 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ахты ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ахты расчетный объем ГАО составит 8,23 (6,94) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Касумкент.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 13,95 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 92,13 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Касумкент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,82 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,95 + 0,82 + 0 - 0 = 14,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Касумкент, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 103,42 % (без ТП превышение до 92,13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Касумкент ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Касумкент расчетный объем ГАО составит 7,509 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Мамедкала.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 24,43 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 30,22 % (230,73 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,173.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Мамедкала планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,43 + 0,25 + 0 - 0 = 24,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Мамедкала, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 34,17 % (234,11 %) (без ТП превышение до 30,22 % (230,73 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамедкала ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Мамедкала расчетный объем ГАО составит 5,92 (17,29) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Огни.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,95 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 35,60 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает величину $S_{\text{ддн}}$ и составляет 84,75 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +6,6 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,587 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,95 + 0,06 + 0 - 0 = 17,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Огни, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до

36,08 % (без ТП превышение до 35,60 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Огни, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{дн}$ и составляет 85,05 % от $S_{дн}$ (без ТП 84,75 % от $S_{дн}$).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Огни ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Огни расчетный объем ГАО составит 4,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 17,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кизляр-1.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 34,659 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{дн}$ на величину до 95,50 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,108.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,612 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,389 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 34,659 + 0,389 + 0 - 0 = 35,048 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кизляр-1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 97,70 % (без ТП превышение до 95,50 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-1 ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кизляр-1 расчетный объем ГАО составит 17,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,048 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кизляр-2.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 22,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,80 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,2 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-2 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,64 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,16 + 0,64 + 0 - 0 = 22,80 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Кизляр-2, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 14,02 % (без ТП превышение до 10,80 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-2 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кизляр-2 расчетный объем ГАО составит 2,80 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,80 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,292 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 61,97 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,34 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +6,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,107 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,229 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,025 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,292 + 0,025 + 0 - 0 = 11,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Терекли-Мектеб, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 62,33 % (без ТП превышение до 61,97 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Терекли-Мектеб, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,53 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Терекли-Мектеб ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб расчетный объем ГАО составит 4,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 11,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА трансформатором мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Бабаюрт.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила

23,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 17,05 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции 1,25.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Бабаюрт планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,723 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,41 + 0,29 + 0 - 0 = 23,70 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Бабаюрт, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 18,52 % (без ТП превышение до 17,05 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бабаюрт ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Бабаюрт расчетный объем ГАО составит 3,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,70 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дылым.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,04 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 100,69 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,148.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дылым планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,148 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,04 + 0,45 + 0 - 0 = 23,49 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дылым, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 104,62 % (без ТП превышение до 100,69 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дылым ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дылым расчетный объем ГАО составит 12,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,49 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ЗФС.

Согласно данным таблицам 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2024 года и составила 49,47 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 11,62 % (44,48 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +36 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,856, трансформатора Т-2 – 1,108.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗФС планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,751 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,47 + 0,96 + 0 - 0 = 50,43 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ ЗФС, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 13,80 % (47,30 %) (без ТП превышение до 11,62 % (44,48 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗФС ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ЗФС расчетный объем ГАО составит 6,114 (16,194) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,43 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кизилюртовская.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,79 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 26,94 % (101,50 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +9,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизилюртовская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,928 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,009 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,79 + 0,009 + 0 - 0 = 13,799 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Кизилюртовская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 27,03 % (101,63 %) (без ТП превышение до 26,94 % (101,50 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизилюртовская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Кизилюртовская расчетный объем ГАО составит 2,936 (6,955) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,799 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Буйнакск-1.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 62,82 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 101,02 % (25,64 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,4 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Буйнакск-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,518 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,487 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 62,82 + 0,487 + 0 - 0 = 63,307 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Буйнакск-1, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 102,58 % (26,61 %) (без ТП превышение до 101,02 % (25,64 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Буйнакск-1 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Буйнакск-1 расчетный объем ГАО составит 32,06 (13,31) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 40 МВА, а также установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила

29,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{дн}$ на величину до 2,22 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает величину $S_{дн}$ и составляет 95,88 % от $S_{дн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-4,5^{\circ}\text{C}$ и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,173).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Изберг-Северная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,997 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 29,96 + 1,33 + 0 - 0 = 31,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Изберг-Северная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,74 % (0,12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изберг-Северная ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изберг-Северная расчетный объем ГАО составит 1,976 МВА (0,038 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 15,999 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{дн}$ на величину до 38,94 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину $S_{дн}$ и составляет 55,58 % от $S_{дн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-0,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,152.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Очистные сооружения планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,806 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,534 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,999 + 0,534 + 0 - 0 = 16,533 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 43,58 % (без ТП превышение до 38,94 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,43 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 5,018 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 16,533 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ЦПП.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 45,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 99,11 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,920.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЦПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,595 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,495 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,79 + 0,495 + 0 - 0 = 46,285 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ЦПП, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 101,26 % (без ТП превышение до 99,11 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЦПП ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ЦПП расчетный объем ГАО составит 23,29 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 46,285 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Куруш.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 7,61 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 4,72 % (48,31 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +29,3 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 0,916 (1,154).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Куруш планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,997 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,27 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,61 + 0,27 + 0 - 0 = 7,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Куруш, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 53,57 % (8,43 %) (без ТП превышение до 48,31 % (4,72 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Куруш ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Куруш расчетный объем ГАО составит 0,61 МВА (2,75 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 5,6 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 7,88 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 замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 5,6 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Геджух.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,56 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 35,62 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает величину $S_{\text{длн}}$ и составляет 28,48 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +6,6 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +6,6 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Геджух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,042 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,56 + 1,08 + 0 - 0 = 4,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2

ПС 110 кВ Геджух, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 76,76 % (без ТП превышение до 35,62 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Геджух, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 37,12 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Геджух ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Геджух расчетный объем ГАО составит 2,015 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 4,64 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Агабалаева.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 31,7 МВА (Т-1 – 18 МВА, Т-2 – 13,7 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 97 % от $S_{\text{дн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 101 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 5,2 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 70,12 % (79,95 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и при нормальном режиме нагрузки (возможным повышенным износом изоляции) составляет 0,847 (1,101).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Агабалаева планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,803 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,7 + 0,84 + 0 - 0 = 32,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Агабалаева, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 74,63 % (84,72 %) (без ТП превышение до 70,12 % (79,95 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Агабалаева ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Агабалаева расчетный объем ГАО составит 18,009 МВА, при отключении Т-2 – 13,907 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,54 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 22 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Акташ.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной зимний замер 2025 года (10.02.2025) и составила 58,89 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 17,78 % (88,45 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Акташ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,791 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,95 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 58,89 + 0,95 + 0 - 0 = 59,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Акташ, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 91,49 % (19,68 %) (без ТП превышение до 88,45 % (17,78 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акташ ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Акташ расчетный объем ГАО составит 28,59 (9,84) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Акташ с заменой существующего трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА и установкой третьего трансформатора мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ярыксу.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной зимний замер 2025 года (10.02.2025) и составила 72,88 МВА. В ПАР отключения трансформаторов Т-1 и Т-1Н нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 55,39 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-1Н) не превышает величину $S_{ддн}$ и составляет 83,66 % (22,40 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ГНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,173).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ярыксу планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,794 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 72,88 + 3,45 + 0 - 0 = 76,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ярыксу, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 62,75 % (без ТП превышение до 55,39 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 (Т-1Н) ПС 110 кВ Ярыксу, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{ддн}$ и составляет 88,04 % (22,40 %) от $S_{ддн}$.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ГПП.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 71,084 МВА (Т-1 – 24,772 МВА, Т-2 – 46,312 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 93 % от $S_{ддн}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 105 % от $S_{ддн}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 2,272 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$ на величину до 166,43 % (61,41 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +37 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 0,847 (1,101).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,437 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,478 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 71,084 + 0,478 + 0 - 0 = 71,562 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ГПП, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 168,22 % (62,49 %) (без ТП превышение до 166,43 % (61,41 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГПП ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ГПП расчетный объем ГАО составит 27,52 (44,88) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ ГПП мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА и строительство новой ПС 110 кВ ГПП-2 (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ ГПП на вновь сооружаемую ПС 110 кВ ГПП-2 по сетям 6 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Компас.

Согласно данным в таблицах 15, 17, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 48,60 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 4,07 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Компас планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,202 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,60 + 0,35 + 0 - 0 = 48,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Компас, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 4,82 % (без ТП превышение до 4,07 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Компас ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Компас расчетный объем ГАО составит 2,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Компас с установкой трансформатора Т-3 мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку трансформатора Т-3 мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новая.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 93,702 МВА (Т-1 – 47,389 МВА, Т-2 – 46,312 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 140 (137) % от $S_{\text{длн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 13,509 МВА и 12,432 МВА.

В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 176,57 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Новая планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,155 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,938 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 93,702 + 0,938 + 0 - 0 = 94,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 179,34 % (без ТП превышение до 176,57 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая расчетный объем ГАО составит 60,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА и строительство новой ПС 110 кВ Новая-2 (наименование приведено условно) с установкой одного трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Новая на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Новая-2 по сетям 6, 35 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Приморская.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка за лето 2023 года составила 42,543 МВА (Т-1 – 13,463 МВА, Т-2 – 29,080 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

На ПС 110 кВ Приморская установлены Т-1 номинальным напряжением 110/6 кВ и Т-2 номинальным напряжением 110/10 кВ, а так же трансформатор связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА, в связи с чем взаиморезервирование трансформаторов Т-1 и Т-2 ограничено максимальной пропускной способностью трансформатора Т-3 – 6,615 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 4,07 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину $S_{\text{ддн}}$ и составляет 81,05 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Приморская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,277 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,50 МВА).

Перспективная нагрузка трансформатора Т-1 в случае отключения трансформатора Т-2, при условии присоединения нагрузки по ТУ для ТП до 670 кВт в объеме 10,877 МВт (1,172 МВА) на шины 6 кВ трансформатора Т-1, может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,463 + 6,615 + 1,172 = 21,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Приморская, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 20,63 % (без ТП превышение до 13,98 %).

Возможность снижения загрузки Т-1 ПС 110 кВ Приморская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 28,43 МВА.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-2 в случае отключения трансформатора Т-1, при условии присоединения нагрузки по ТУ для ТП до 670 кВт в объеме 10,877 МВт (1,172 МВА) на шины 10 кВ трансформатора Т-2, может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,080 + 6,615 + 1,172 = 36,867 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Приморская, оставшегося в работе после отключения Т-1, и составляет 83,71 % от $S_{\text{длн}}$. При этом из-за ограничения по $S_{\text{длн}}$ трансформатора связи, объем ГАО составит 6,848 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,543 + 3,500 + 0 - 0 = 46,043 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы с расщепленной обмоткой НН мощностью по стороне высокого напряжения не менее 46,043 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

Учитывая предложение по демонтажу трансформатора связи Т-3 10/6 кВ, перспективная нагрузка трансформатора Т-1 (6 кВ) может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,463 + 1,172 = 14,653 \text{ МВА,}$$

перспективная нагрузка трансформатора Т-2 (10 кВ) может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,080 + 1,172 = 30,252 \text{ МВА.}$$

Таким образом, с учетом демонтажа Т-3 10/6 кВ мощность расщепленной обмотки НН устанавливаемых трансформаторов должна быть не менее 30,252 МВА.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанным значениям, является трансформатор мощностью 63 МВА с расщепленной обмоткой НН мощностью 31,5 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 40 МВА на трансформаторы номинальным напряжением 110/10/6 кВ с расщепленной обмоткой НН мощностью 2×63 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 25,31 МВА (Т-1 – 12,924 МВА, Т-2 – 12,386 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 73 (91) % от $S_{\text{длн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 43,68 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +37 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Юго-Восточная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,985 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,31 + 0,32 + 0 - 0 = 25,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Юго-Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 45,49 % (без ТП превышение до 43,68 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует.

В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 8,014 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,63 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Итоговые технические решения могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

ПС 110 кВ ЗТМ.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 39,85 МВА (Т-1 – 19,925 МВА, Т-2 – 19,925 МВА).

В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 44,78 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,45 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +37 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗТМ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,709 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 39,85 + 0,29 + 0 - 0 = 40,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ЗТМ, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 45,84 % (без ТП превышение до 44,78 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ ЗТМ, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,87 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗТМ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ЗТМ расчетный объем ГАО составит 12,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 40,14 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Итоговые технические решения могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

ПС 110 кВ Махачкала-110.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 72,67 МВА (Т-1 – 26,83 МВА, Т-2 – 21,24 МВА, Т-1Н – 24,60 МВА). В ПАР отключения Т-1 и Т-1Н нагрузка Т-2 превышает $S_{ддн(Т-2)}$ на величину до 147,92 %. В ПАР отключения Т-2: нагрузка Т-1 составляет 74,90 %, что не превышает $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-1Н превышает $S_{ддн(Т-1Н)}$ на величину до 12,70 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -4.5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,1725, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-1Н – 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Махачкала-110 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,094 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,853 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 72,67 + 0,853 + 0 - 0 = 73,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Махачкала-110, оставшегося в работе после отключения Т-1 и Т-1Н, на величину до 150,85 % (без ТП превышение до 147,92 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Махачкала-110, оставшегося в работе после отключения Т-2, составляет 75,75 %, что не превышает $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-1Н ПС 110 кВ Махачкала-110 превышает $S_{ддн(Т-1Н)}$ на величину до 14,07 %.

В случае аварийного отключения Т-1 и Т-1Н на ПС 110 кВ Махачкала-110 расчетный объем ГАО может составить до 44,22 МВА.

Также следует отметить, что мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Махачкала-110 в соответствии с утвержденными мероприятиями СиПР ЭЭС России 2025–2030 годов (замена трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 40 МВА) не являются достаточными. В связи с чем требуется строительство нового центра питания ПС 110 кВ Семендер (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и строительством заходов ВЛ 110 кВ, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Махачкала на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Семендер по сетям 6 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Махачкала-110 с демонтажем Т-1Н 25 МВА с заменой существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 40 МВА, а также строительством новой ПС 110 кВ Семендер.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шамхал.

Согласно данным в таблицах 15, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 61,49 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 22,98 % (96,77 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-4,5$ °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамхал планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,533 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,46 МВА).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 21 МВА на ПС 110 кВ Стекольная.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составляет 40,49 МВА, что превышает $S_{ддн(Т-1)}$ на величину до 29,57 % и не превышает $S_{ддн(Т-2)}$ и составляет 80,98 %.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 61,49 + 0,46 + 0 - 21 = 40,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на ПС 110 кВ Стекольная в объеме 21 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Шамхал, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 31,04 % (без ТП превышение до 29,57 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Шамхал, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{ддн}$ и составляет 81,90 % от $S_{ддн}$ (без ТП 80,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамхал ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Шамхал расчетный объем ГАО составит 9,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 40,95 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих

договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1, мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гуниб.

Согласно данным в таблицах 17, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2025 года (10.02.2025) и составила 32,07 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 9,41 % (28,28 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -4,5 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -4,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,173.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В 2024 году для снижения рисков ввода ГВО на ПС 110 кВ Гуниб произведена установка трансформатора Т-1Н мощностью 10 МВА, по временной схеме. Трансформатор Т-1Н присоединен к РУ 110 кВ через один выключатель 110 кВ совместно с Т-1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гуниб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,733 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,07 + 0,08 + 0 - 0 = 32,15 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гуниб, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28,60 % (9,68 %) (без ТП превышение до 28,28 % (9,41 %)).

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Гуниб с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 25 МВА, а также установкой третьего трансформатора мощностью 10 МВА.

Дополнительно рассмотрено альтернативное техническое решение по реконструкции ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1 суммарные дисконтированные затраты по варианту с заменой на ПС 110 кВ Гуниб существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 25 МВА и установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА составляют 642,77 млн руб., по варианту с установкой на ПС 110 кВ Гуниб третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА – 441,90 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Гуниб является вариант с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

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

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

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	2×40 МВА	2028	ПАО «Россети Северный Кавказ»
2	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	2×40 МВА	2027	ПАО «Россети Северный Кавказ»

Анализ необходимости увеличения пропускной способности Северного энергорайона

Границы Северного энергорайона образуют следующие элементы сети:

- ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135);
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106);
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);
- ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184);
- ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
- ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148);
- ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
- ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141);
- ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88).

Северный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- ПС 110 кВ: Акташ, Ярыксу, Куруш, Сулак, Карланюрт-Тяговая, Бабаюрт, Речная, Кизилюртовская, ЗФС, Кизляр-1, Кизляр-2, Александрия, Калиновка, Тарумовка, Таловка, Арсланбек, Терекли-Мектеб, Коминтерн, Южно-Сухокумск, Кочубей, Артезиан-2, Львовская, Сулевкент.

- Электростанции 110 кВ: Каскад Чирюртских ГЭС, Гельбахская ГЭС.
- Электростанции 6 кВ: Ногайская СЭС.

В соответствии с результатами расчетов перспективных электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) превышает ДДТН на величину до 108,1 %.

В соответствии с результатами расчетов перспективных электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 102,5 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Карланюрт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 102,5 %.

Для исключения существующих и перспективных рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы Северного энергорайона энергосистемы

Республики Дагестан за пределы допустимых значений рассматривается техническое решение:

– строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ;

– строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый.

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

Перечень мероприятий по строительству ПС 330 кВ Сунжа с заходами 330 кВ и 110 кВ подлежит исчерпывающей конкретизации и уточнению в рамках отдельного проектирования.

Анализ необходимости увеличения пропускной способности Горного энергорайона

Границы Горного энергорайона образуют следующие элементы сети:

– ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118);

– ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166);

– ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гочатлинская с отпайками (ВЛ-110-197);

– ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177).

Горный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

– ПС 110 кВ: Сергокала, Акуша, Леваши, Цудахар, Гергебиль, Гуниб, Карадах, Хунзах, Заиб, Шамильское, Гидатль, Анцух, Ботлих, Миарсо, Тлайлух, Тлох, Аргвани, Дылым, Миатлы, Чиркей ГПП, Ирганай ГПП, Головной Узел, Новый Ирганай, Гочатлинская, Майданское, Новый Чиркей.

– Электростанции 330 кВ: Ирганайская ГЭС;

– Электростанции 110 кВ: Гунибская ГЭС, Гочатлинская ГЭС;

– Электростанции 35 кВ: Гергебильская ГЭС.

В соответствии с результатами расчетов перспективных электроэнергетических режимов в режиме зимних максимальных нагрузок наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме электрической сети на этапе 2030 года при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением одной из ВЛ 110 кВ, питающих Горный энергорайон энергосистемы Республики Дагестан (ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118), ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166), ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177), ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гочатлинская с отпайками (ВЛ-110-197), токовые нагрузки элементов электрической сети 110 кВ и выше Горного энергорайона превышают ДДТН. Кроме того, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166), напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Анцух ниже Укр.

В таблице 21 представлены схемно-режимные ситуации, при которых выявлены превышения ДДТН элементов электрической сети 110 кВ и выше Горного энергорайона энергосистемы Республики Дагестан.

Таблица 21 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных ситуаций Горного энергорайона энергосистемы Республики Дагестан при ТНВ в режимах зимних максимальных нагрузок наиболее холодной пятидневки на этапе 2030 года

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент					
	$I_{длтн},$ А ТНВ -13 °С	$I_{адтн},$ А ТНВ -13 °С	Ремонт ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110- 197)	Ремонт ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110- 118)	Ремонт ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	Ремонт ВЛ 110 кВ Изберг- Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)
ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) марки АС-150	581	698	802 А	736 А	-	659 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и шины на ПС 110 кВ Дылым марки АС-150	581	698	802 А	736 А	-	659 А
ТТ В-166 на ПС 110 кВ Дылым	600	600	802 А	736 А	-	659 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и шины на ПС 110 кВ Миатлы марки АС-240	787	946	802 А	736 А	-	659 А
ТТ В-166 на ПС 110 кВ Миатлы (Ддоп=600 А)	600	600	802 А	736 А	-	659 А
Участок ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) от ПС 110 кВ Дылым до отпайки на ПС 110 кВ Аргвани марки АС-150	581	698	693 А	627 А	119 А	550 А
Участок ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) от отпайки на ПС 110 кВ Аргвани до ПС 110 кВ Тлох марки АС-150	581	698	662 А	596 А	151 А	520 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) и шины на ПС 110 кВ Дылым марки АС-150	581	698	693 А	627 А	119 А	550 А
ТТ В-167 на ПС 110 кВ Дылым	600	600	693 А	627 А	119 А	550 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) на ПС 110 кВ Тлох марки АС-120	503	605	662 А	596 А	151 А	520 А
ТТ В-167 на ПС 110 кВ Тлох	600	600	662 А	596 А	151 А	520 А
ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) марки АС-185, АС-240	658	791	843 А	-	768 А	670 А

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент					
	$I_{ддтн},$ А ТНВ -13 °С	$I_{адтн},$ А ТНВ -13 °С	Ремонт ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110- 197)	Ремонт ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110- 118)	Ремонт ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	Ремонт ВЛ 110 кВ Изберг- Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)
Ошиновка ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) на ПС 110 кВ Буйнакск-1 марки АС-185	658	791	843 А	-	768 А	670 А
АТ Ирганайская ГЭС	783	882 (на 24 ча са)	386 А	977 А	968 А	927 А
ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) марки АС-300	916	1099	386 А	977 А	968 А	927 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) и шины на Иганайской ГЭС марки АС-300	916	1099	386 А	977 А	968 А	927 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) и шины на ПС 110 кВ Ирганай ГПП марки АС-300	916	1099	386 А	977 А	968 А	927 А
Участок ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) от Ирганайской ГЭС до отпайки на ПС 110 кВ Головной узел марки АС-240	787	946	-	1031 А	1079 А	899 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) на ПС 110 кВ Ирганай ГПП марки АС-240	780	938	-	1031 А	1079 А	899 А
Участок ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) от отпайки на ПС 110 кВ Головной узел до отпайки на ПС 110 кВ Новый Ирганай марки АС-240	787	946	-	1020 А	1067 А	888 А

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент					
	$I_{ддтн},$ А ТНВ -13 °С	$I_{адтн},$ А ТНВ -13 °С	Ремонт ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110- 197)	Ремонт ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110- 118)	Ремонт ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	Ремонт ВЛ 110 кВ Изберг- Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)
Участок ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) от отпайки на ПС 110 кВ Новый Ирганай до отпайки на ПС 110 кВ Майданское марки АС-240	787	946	-	957 А	1004 А	825 А
Участок ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) от отпайки на ПС 110 кВ Майданское до ПС 110 кВ Гоцатлинская марки АС-240	787	946	-	897 А	945 А	765 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) на ПС 110 кВ Гоцатлинская марки АС-240	780	938	-	897 А	945 А	765 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская на ПС 110 кВ Гоцатлинская марки АС-240	780	938	56 А	843 А	891 А	711 А
Ошиновка ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская на Гоцатлинской ГЭС марки АС-240	780	938	56 А	843 А	891 А	711 А
ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская марки АС-240	780	938	56 А	843 А	891 А	711 А

Для исключения перспективных рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы Горного энергорайона энергосистемы Республики Дагестан за пределы допустимых значений рассматривается выполнение комплекса мероприятий по увеличению пропускной способности прилегающей сети 110 кВ и выше:

– реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 802 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 802 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ В-166 (ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 802 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 802 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ В-166 (ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 802 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) с увеличением пропускной способности на участке от ПС 110 кВ Дылым до отпайки на ПС 110 кВ Аргвани с ДДТН не менее 693 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) с увеличением пропускной способности на участке от отпайки на ПС Аргвани до ПС 110 кВ Тлох с ДДТН не менее 662 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 693 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ В-167 (ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167)) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 693 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 662 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ТТ В-167 (ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС 110 кВ Аргвани (ВЛ-110-167)) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 662 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 845 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 845 А при ТНВ -13 °С;

– установка БСК на ПС 110 кВ Тлох мощностью 20 МВар;

– установка БСК на ПС 110 кВ Хунзах мощностью 50 МВар;

– реконструкция Ирганайской ГЭС с заменой автотрансформатора АТ-1 330/110/10,5 кВ мощностью 125 МВА на новый автотрансформатор 330/110/10,5 кВ мощностью не менее 200 МВА;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 977 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция Иганайской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 977 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Иганай ГПП с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 977 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности на участке от Ирганайской ГЭС до отпайки на ПС 110 кВ Головной узел с ДДТН не менее 1079 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 1079 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности на участке от отпайки на ПС 110 кВ Головной узел до отпайки на ПС 110 кВ Новый Ирганай с ДДТН не менее 1067 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности на участке от отпайки на ПС 110 кВ Новый Ирганай до отпайки на ПС 110 кВ Майданское с ДДТН не менее 1004 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности на участке от отпайки на ПС 110 кВ Майданское до ПС 110 кВ Гоцатлинская с ДДТН не менее 945 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Гоцатлинская с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 945 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ПС 110 кВ Гоцатлинская с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 891 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция Гоцатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 891 А при ТНВ -13 °С;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 891 А при ТНВ -13 °С;

Альтернативным вариантом реконструкции по увеличению пропускной способности электрической сети 110 кВ и выше Горного энергорайона энергосистемы Республики Дагестан рассмотрены следующие технические мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Хунзах со строительством РУ 330 кВ с автотрансформатором 330/110/10,5 кВ мощностью 200 МВА;

– строительство ЛЭП 330 кВ Ирганайская ГЭС – Хунзах ориентировочной протяженностью 40 км.

С учетом экономической целесообразности предлагается выполнить к реализации комплексный вариант развития электрической сети, предполагающий

реконструкцию ПС 110 кВ Хунзах со строительством РУ 330 кВ и строительством ЛЭП 330 кВ Ирганайская ГЭС – Хунзах.

Перечень мероприятий по строительству ПС 330 кВ Хунзах и ЛЭП 330 кВ Ирганайская ГЭС – Хунзах подлежит исчерпывающей конкретизации и уточнению в рамках отдельного проектирования.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В энергосистеме Республики Дагестан до 2031 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан на период 2026–2031 годов представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9529	10043	10338	10505	10586	10674	10763
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	514	295	167	81	88	89
Годовой темп прироста, %	–	5,39	2,94	1,62	0,77	0,83	0,83

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан прогнозируется на уровне 10763 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,96 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 514 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 5,39 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 81 млн кВт·ч или 0,77 %.

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



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

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Дагестан обусловлена следующими основными факторами:

- тенденциями социально-экономического развития региона;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1783	1816	1841	1855	1869	1886	1899
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	33	25	14	14	17	13
Годовой темп прироста, %	–	1,85	1,38	0,76	0,75	0,91	0,69
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5344	5530	5615	5663	5664	5660	5668

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2031 году прогнозируется на уровне 1899 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,30 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 33 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 1,85 %; наименьший прирост ожидается в 2031 году и составит 13 МВт или 0,69 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется к 2031 году на уровне 5668 ч/год.

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

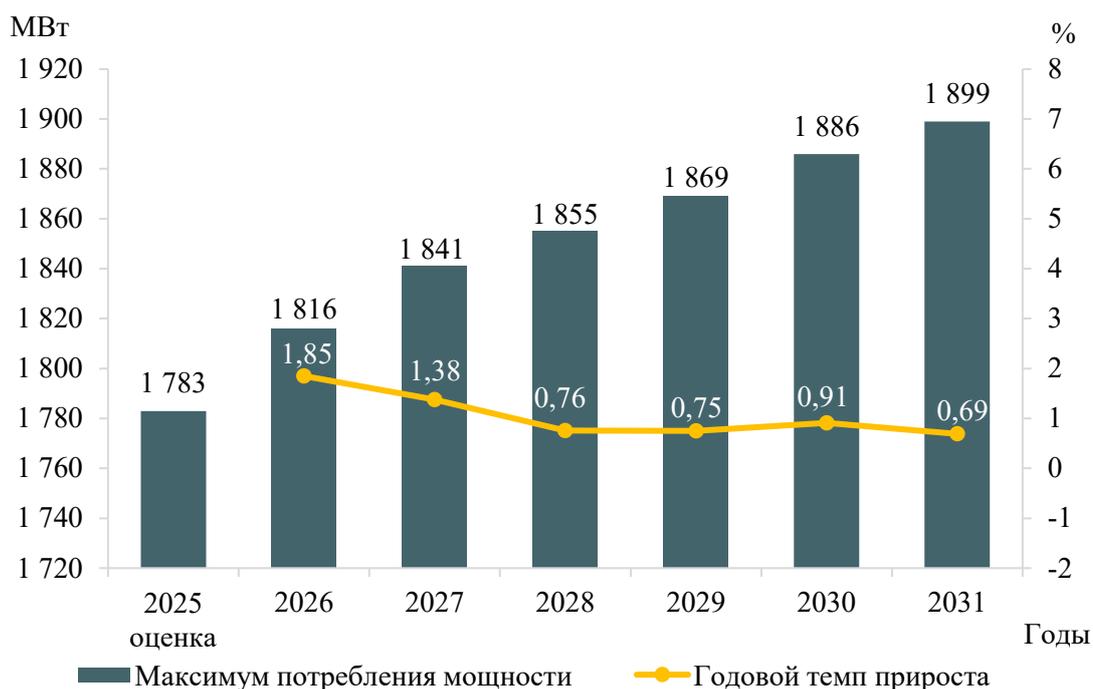


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в 2025 году ожидаются в объеме 312,4 МВт.

В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан предусматриваются в объеме 152,6 МВт, в том числе: на ГЭС – 5,1 МВт, на ВЭС – 147,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Дагестан в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	312,4	147,5	5,1	–	–	–	–	152,6
ГЭС	–	–	5,1	–	–	–	–	5,1
ВЭС	152,5	147,5	–	–	–	–	–	147,5
СЭС	159,9	–	–	–	–	–	–	–

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает в 2025 году строительство ВЭС, СЭС в объеме 312,4 МВт, в период 2026–2031 годов строительство ВЭС в объеме 147,5 МВт.

В энергосистеме Республики Дагестан в период 2026–2031 годов предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих объектов установленной мощностью 5,1 МВт на малых ГЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в 2025 году ожидается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 25 МВт, в период 2026–2031 годов – 75 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2031 году составит 2482,8 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Дагестан по сравнению с отчетным годом доля ГЭС снизится с 98,23 % до 80,11 %, доля ТЭС снизится с 0,94 % до 0,72 %. Доля СЭС возрастет с 0,83 % до 7,09 %, доля ВЭС к 2031 году составит 12,08 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена в таблице 25. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена на рисунке 7.

Таблица 25 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	2255,2	2427,7	2457,8	2482,8	2482,8	2482,8	2482,8
ГЭС	1908,8	1933,8	1963,9	1988,9	1988,9	1988,9	1988,9
ТЭС	18	18	18	18	18	18	18
ВЭС	152,5	300	300	300	300	300	300
СЭС	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9

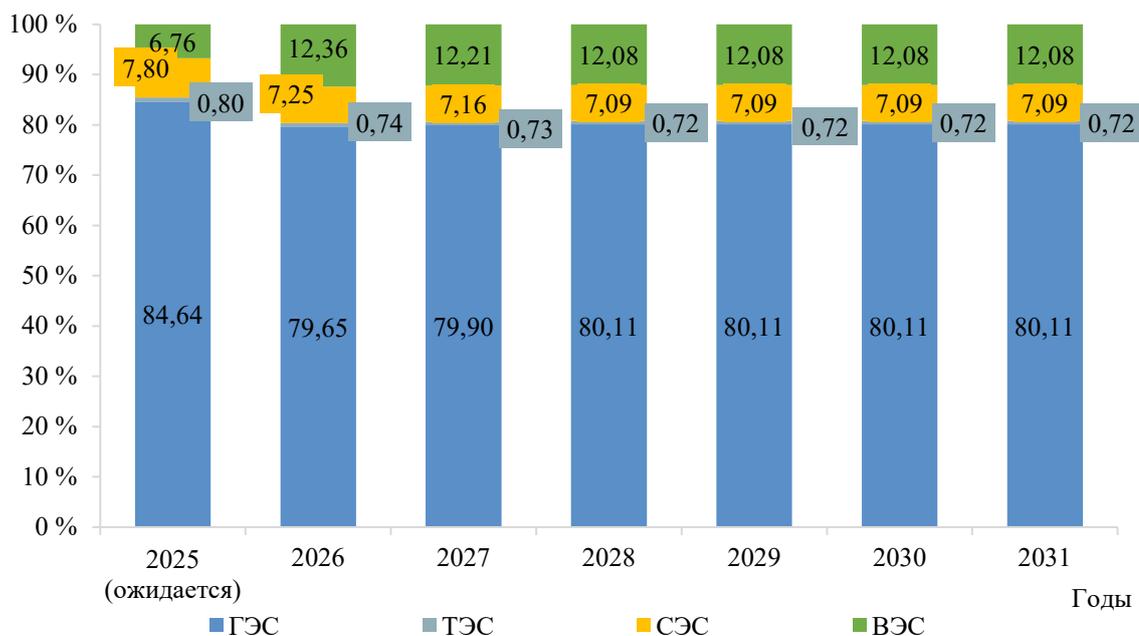


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Дагестан с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4,5	–	–	–	–	–	–	9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 9 Мвар	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	–	30	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание		
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031	
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	–	14,7	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	–	14,7	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ТТ ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах ориентировочной протяженностью 16,8 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	16,8	–	–	–	–	–	–	–	16,8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция Гоцатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности	ПАО «РусГидро»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	–	37,4	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	–	26,78	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) ориентировочной протяженностью 22 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	–	22	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
27	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
28	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 27 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Дагестан.

Таблица 27 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Дагестан

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство ПС 110 кВ Сабнова с двумя трансформаторами 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	–	25
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123) до ПС 110 кВ Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,5	–	–	–	–	–	–	1,5					
3	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,5	–	–	–	–	–	–	1,5					
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 37,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,5	–	–	–	–	–	–	37,5					
5	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х					
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент-тяговая с отпайкой на ПС Изберг-Южная (ВЛ-110-143) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 27,25 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	27,25	–	–	–	–	–	–	27,25					
7	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х					
8	Строительство ПС 110 кВ Чистое море с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	–	7,452	
9	Строительство двух ВЛ 110 кВ Махачкала – Чистое море ориентировочной протяженностью 12 км каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	–	24					
10	Строительство ПС 110 кВ НС-Акташ с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	0,8	1,2	
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ярыксу – Кизилюртовская (Л-176) до ПС 110 кВ НС-Акташ ориентировочной протяженностью 0,6 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	0,6	–	–	–	–	–	–	0,6					

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
12	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2
13	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2,83
14	Строительство РУ 110 кВ Чолпан СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×62,9	–	–	–	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Чолпан СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) до РУ 110 кВ Чолпан СЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1×0,2	–	–	–	–	–	–	–	0,2				
16	Строительство РУ-1 110 кВ Новолакской ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ВетроОГК-3»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение выдачи мощности Новолакской ВЭС	АО «ВетроОГК-3»	–	300
17	Строительство ВЛ 110 кВ Новолакская ВЭС – Артём I цепь и ВЛ 110 кВ Новолакская ВЭС – Артём II цепь ориентировочной протяженностью двухцепного участка 24,5 км и двух одноцепных участков 2,3 км и 3,4 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×24,5 1×2,3 1×3,4	–	–	–	–	–	–	–	54,7				
18	Строительство РУ-2 110 кВ Новолакской ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью по 80 МВА каждый	АО «ВетроОГК-3»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	160				
19	Строительство ВЛ 110 кВ РУ-1 Новолакской ВЭС – РУ-2 Новолакской ВЭС	АО «ВетроОГК-3»	110	км	–	1×0,1	–	–	–	–	–	–	x				
20	Строительство РУ 110 кВ Зодиак СЭС с установкой двух трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый	ООО «Новая Энергия»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение выдачи мощности Зодиак СЭС	ООО «Новая Энергия»	–	99,927
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) до РУ 110 кВ Зодиак СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1×0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,1				
22	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) до РУ 110 кВ Зодиак СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1×0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,1				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
23	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	0,958
24	Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ачи-су Отель Резорт»	ООО «Ачи-су Отель Резорт»	–	1,5
25	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская (инв. № 002177) с заменой существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	–	4,2
26	Строительство ПС 110 кВ Кластер с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Кавказ РФ»	АО «Кавказ РФ»	–	35,5
27	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Кластер ориентировочной протяженностью 87 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	87	–	–	–	87				
28	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Кластер ориентировочной протяженностью 26 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	26	–	–	–	26				
29	Строительство ПС 110 кВ Юг-Тяговая с установкой двух трансформаторов 110/27,5/10,5 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	–	–	2×16	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15
30	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Юг-Тяговая ориентировочной протяженностью 40 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	40	–	–	–	40				
31	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Юг-Тяговая ориентировочной протяженностью 140 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	140	–	–	–	140				
32	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные Сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	1×25	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	0,5	1,05

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
33	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами республики Дагестан»	ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами республики Дагестан»	4,9	15,1
34	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками от ПС 330 кВ Махачкала до отпайки на ПС 110 кВ Уйташ-1 с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,49 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	13,49	–	–	–	–	–	–	–	13,49				
35	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
36	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками от ПС 330 кВ Махачкала до отпайки на ПС 110 кВ Уйташ-1 с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,49 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	13,49	–	–	–	–	–	–	–	13,49				
37	Реконструкция ПС 110 кВ Уйташ-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами республики Дагестан»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50				
38	Реконструкция ПС 110 кВ Ярык-Су с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА и установкой дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63 1×25	–	–	–	–	–	–	–	88	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	ГКУ «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	0	1,14
39	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2×63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	0	2,4
40	Реконструкция захода ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Чиркей ГПП с отпайкой на ПС Новый Чиркей (ВЛ-110-117) с образованием ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Новый Чиркей и ВЛ 110 кВ Новый Чиркей – Чиркей ГПП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»	0	4,55
41	Реконструкция ПС 110 кВ Новый Чиркей с заменой существующего трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с переводом на напряжение 330 кВ со строительством РУ 330 кВ и установкой одного автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×200	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Хунзах ориентировочной протяженностью 40 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	330	км	–	–	–	–	–	40	–	40	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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 Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
7	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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 Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
11	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
12	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
13	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 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	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
14	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
15	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
16	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
17	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	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
18	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
19	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
20	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	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
21	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	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
22	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»
23	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	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
24	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
25	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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
26	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
27	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	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
28	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	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
29	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная 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	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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
30	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	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
31	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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
32	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
33	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	–	4	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
34	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Управляющая компания инфраструктурными объектами республики Дагестан»
35	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»
36	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	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
37	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
38	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГАУ РД «Дирекция по реализации инфраструктурных программ в Республике Дагестан»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
39	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	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
40	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
41	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	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
42	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	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
43	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	–	6,3	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
44	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
45	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т 1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА и трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 30).

Таблица 30 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.1 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Гуниб

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 31 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Гуниб

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (замена на ПС 110 кВ Гуниб Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и установка на ПС 110 кВ Гуниб третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА)									
Замена на ПС 110 кВ Гуниб трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	1×25	–	–	–	176,00
Установка на ПС 110 кВ Гуниб третьего трансформатора 110/10/10 кВ 10 МВА	–	–	–	110/35/10	1×10	–	–	–	279,72
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Гуниб на одну ячейку	–	–	–	–	–	110-4Н/1	1	1	
Итого по варианту № 1									455,72
Вариант № 2 (установка на ПС 110 кВ Гуниб третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА)									
Установка на ПС 110 кВ Гуниб третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	1×25	–	–	–	310,24
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Гуниб на одну ячейку	–	–	–	–	–	110-4Н/1	1	1	
Итого по варианту № 2									310,24

Таблица 32 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	455,72	310,24
<i>То же в процентах</i>	<i>147 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	522,65	366,08
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	642,77	441,90
<i>То же в процентах</i>	<i>145 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 33 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гуниб в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	455,72	151,91	151,91	151,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	455,72	151,91	151,91	151,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	522,65	0,00	0,00	0,00	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	522,65	0,00	0,00	0,00	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	978,37	151,91	151,91	151,91	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	642,77	151,91	140,65	130,23	20,74	19,21	17,79	16,47	15,25	14,12	13,07	12,10	11,21	10,38	9,61	8,90	8,24	7,63	7,06	6,54	6,06	5,61	5,19	4,81

Таблица 34 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гуниб в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>310,24</i>	103,41	103,41	103,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:		–																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	310,24	103,41	103,41	103,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>366,08</i>	0,00	0,00	0,00	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30
в том числе:		–																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	366,08	0,00	0,00	0,00	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>676,32</i>	103,41	103,41	103,41	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30	18,30
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>441,90</i>	103,41	95,75	88,66	14,53	13,45	12,46	11,53	10,68	9,89	9,16	8,48	7,85	7,27	6,73	6,23	5,77	5,34	4,95	4,58	4,24	3,93	3,64	3,37

Как видно из таблицы 32, наиболее экономичным вариантом реконструкции ПС 110 кВ Гуниб является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

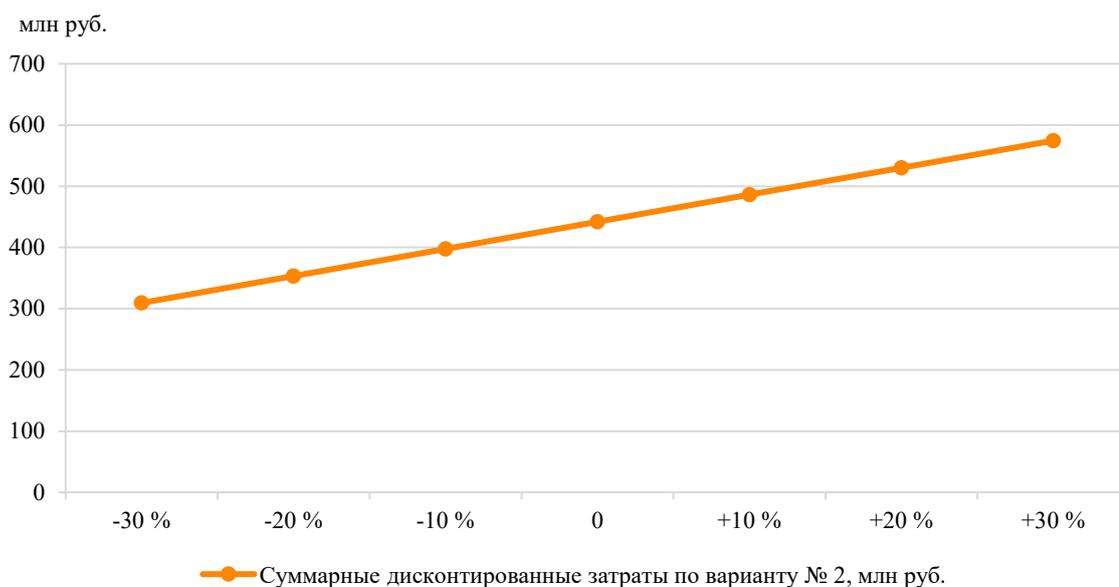
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

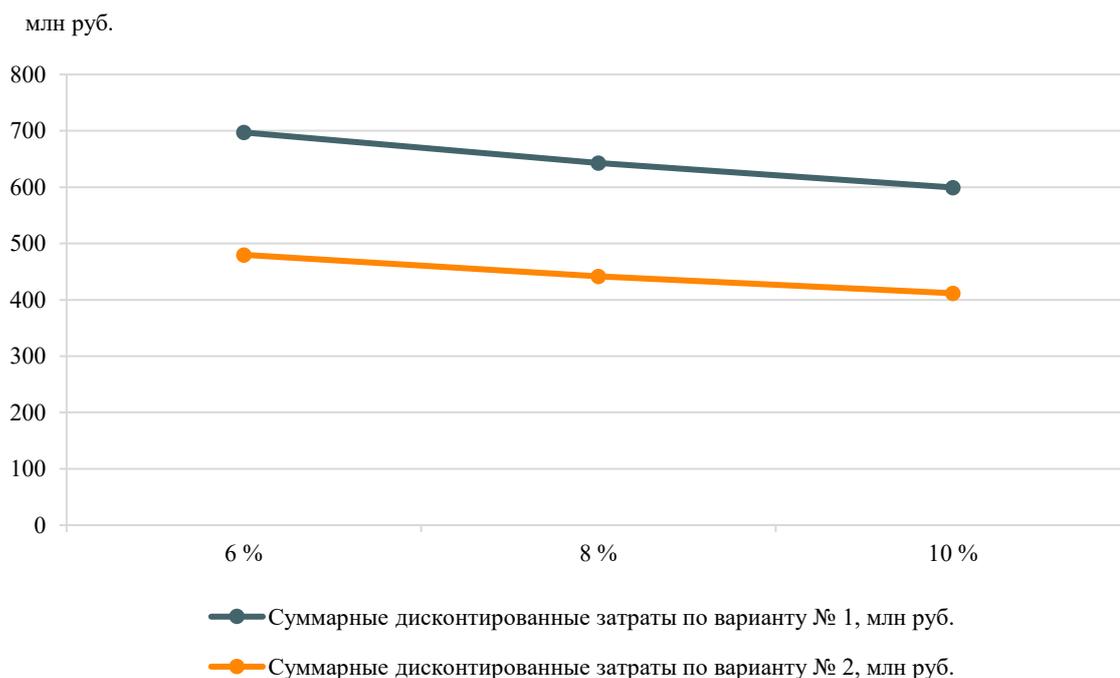
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 8.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	309	354	398	442	486	530	574

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	697	643	599
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	480	442	412

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 12 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 45 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 46 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гуниб сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 35 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
	110 кВ	35 кВ	10 кВ						
Вариант № 1 (реконструкция существующей сети 110 кВ)									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с заменой существующего провода на провод пропускной способностью не менее 628 А для ТНВ -13 °С ориентировочной протяженностью 22 км	110	1×1×22	АС-185	–	–	–	–	–	64,42
Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,05	АС-185	–	–	–	–	–	2,73
Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,05	АС-185	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	64,55
Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	–	–	–	110	–	–	–	–	64,55
Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью не менее 30 Мвар	–	–	–	110	30	–	–	–	154,23
Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку для подключения БСК 110 кВ	–	–	–	110/35/10	–	110-1/1	–	–	
Итого по варианту № 1									350,48
Вариант № 2 (усиление существующей сети 110 кВ)									
Сооружение ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым 2 ц. ориентировочной протяженностью 22 км	110	1×1×22	АС-150	–	–	–	–	–	622,04
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Миатлы на одну линейную ячейку	–	–	–	110/35/10	–	110-9/1 I _{дл} = 1000 А	–	–	79,23
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дылым на одну линейную ячейку	–	–	–	110/35/10	–	110-5Н/1 I _{дл} = 1000 А	–	–	79,23
Итого по варианту № 2									780,50

Таблица 36 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	350,48	780,50
<i>То же в процентах</i>	100 %	223 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	305,04	257,86
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	481,79	839,22
<i>То же в процентах</i>	100 %	174 %

Таблица 37 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>350,48</i>	247,66	51,41	51,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:		–																				
ВЛ	64,42	64,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	286,06	183,24	51,41	51,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																				
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>305,04</i>	0,00	7,06	7,06	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16
в том числе:		–																				
ВЛ	9,52	0,00	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	295,52	0,00	6,59	6,59	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69	15,69
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>655,51</i>	247,66	58,47	58,47	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16	16,16
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>481,79</i>	247,66	54,14	50,13	12,83	11,88	11,00	10,18	9,43	8,73	8,08	7,49	6,93	6,42	5,94	5,50	5,09	4,72	4,37	4,04	3,74	3,47

Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	780,50	260,17	260,17	260,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
ВЛ	622,04	207,35	207,35	207,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	158,46	52,82	52,82	52,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	257,86	0,00	0,00	0,00	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33
в том числе:																						
ВЛ	89,57	0,00	0,00	0,00	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	168,28	0,00	0,00	0,00	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35	9,35
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1038,36	260,17	260,17	260,17	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33	14,33
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	839,22	260,17	240,90	223,05	11,37	10,53	9,75	9,03	8,36	7,74	7,17	6,64	6,14	5,69	5,27	4,88	4,52	4,18	3,87	3,58	3,32	3,07

Как видно из таблицы 36, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

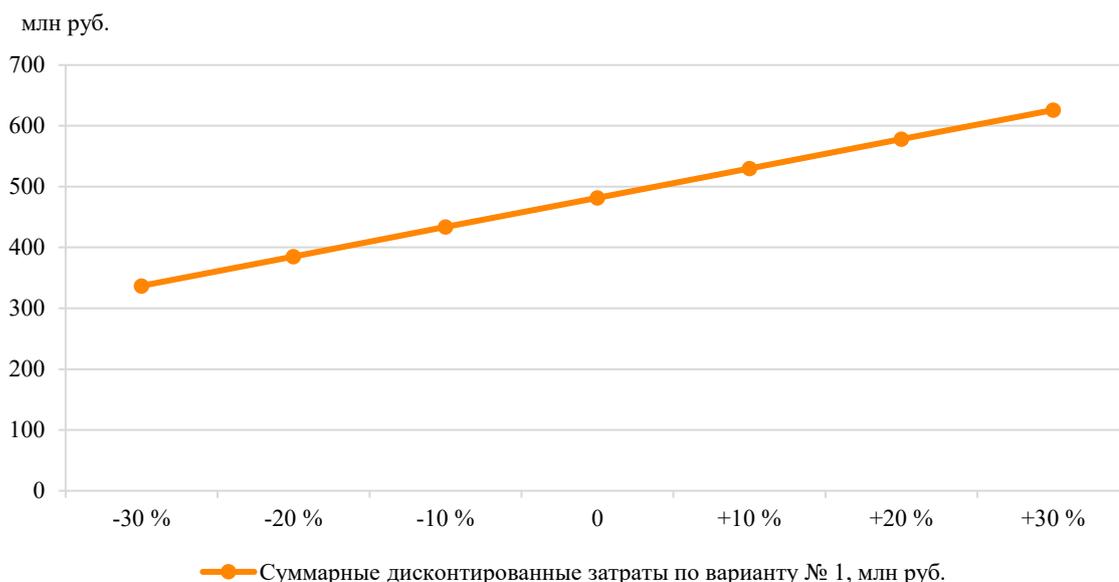
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

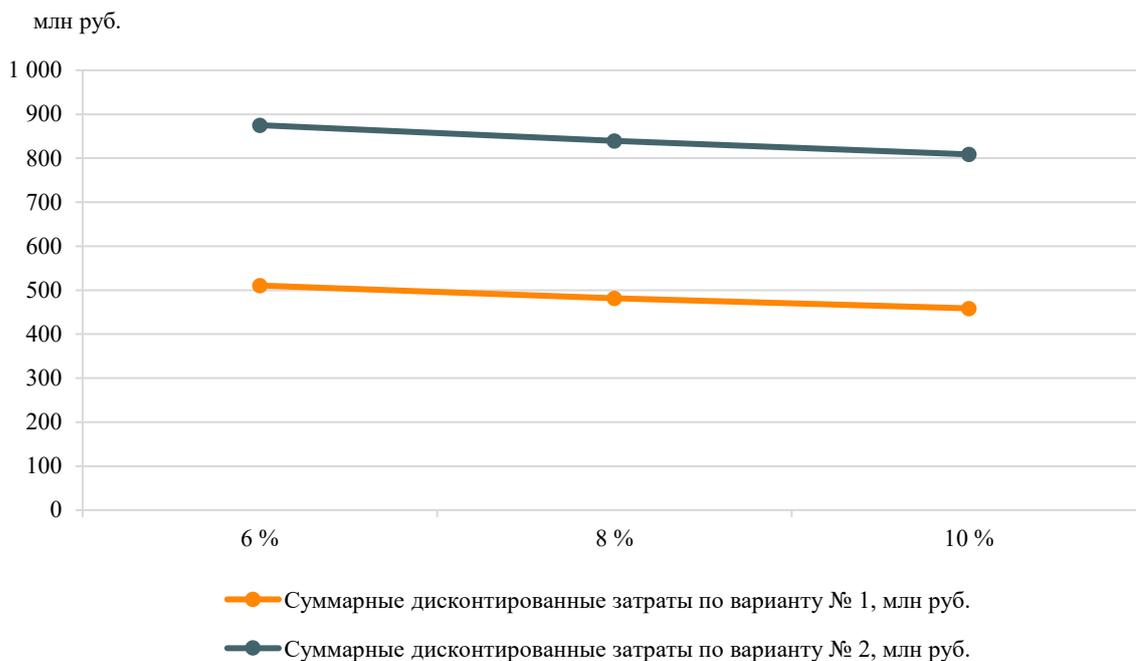
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 10.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	337	385	434	482	530	578	626

Рисунок 10 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 11.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	511	482	459
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	875	839	809

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 34 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 71 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 76 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Республики Дагестан, 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:

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

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

5) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2024 № 47@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 30@;

6) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 12.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Дагестан по годам представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Дагестан (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	783,06	8942,71	7869,25	8571,77	2308,80	2047,37	0,00	30522,96

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 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [9] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Республики Дагестан осуществляют свою деятельность 3 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 99 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Дагестан).

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 Республики Дагестан на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [10].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Постановление Республиканской службы по тарифам Республики Дагестан от 26.12.2014 № 140 (в редакции от 11.12.2023).

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 40.

Таблица 40 – 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/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	12 %	12 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Министерства

энергетики и тарифов Республики Дагестан от 09.12.2024 № 45-ОД-179/24 «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан № 45-ОД-10/23 от 31 января 2023 года «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Дагестан, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Дагестан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста

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

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 41.

Таблица 41 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	5,4 %	2,9 %	1,6 %	0,8 %	0,8 %	0,8 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Дагестан представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Дагестан (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	8835	6001	5622	327	126	126
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	6800	5948	5569	284	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1060	4932	15421	1205	172	172

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан 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 43 и на рисунке 12.

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

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	22,5	25,2	27,1	28,5	30,0	31,6
НВВ	млрд руб.	33,5	37,3	45,5	62,7	61,9	62,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	11,0	12,0	18,4	34,2	31,8	30,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,05	3,32	3,51	3,66	3,82	3,99
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,54	4,90	5,89	8,06	7,88	7,87
Среднегодовой темп роста	%	–	108	120	137	98	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,50	1,58	2,39	4,39	4,06	3,88

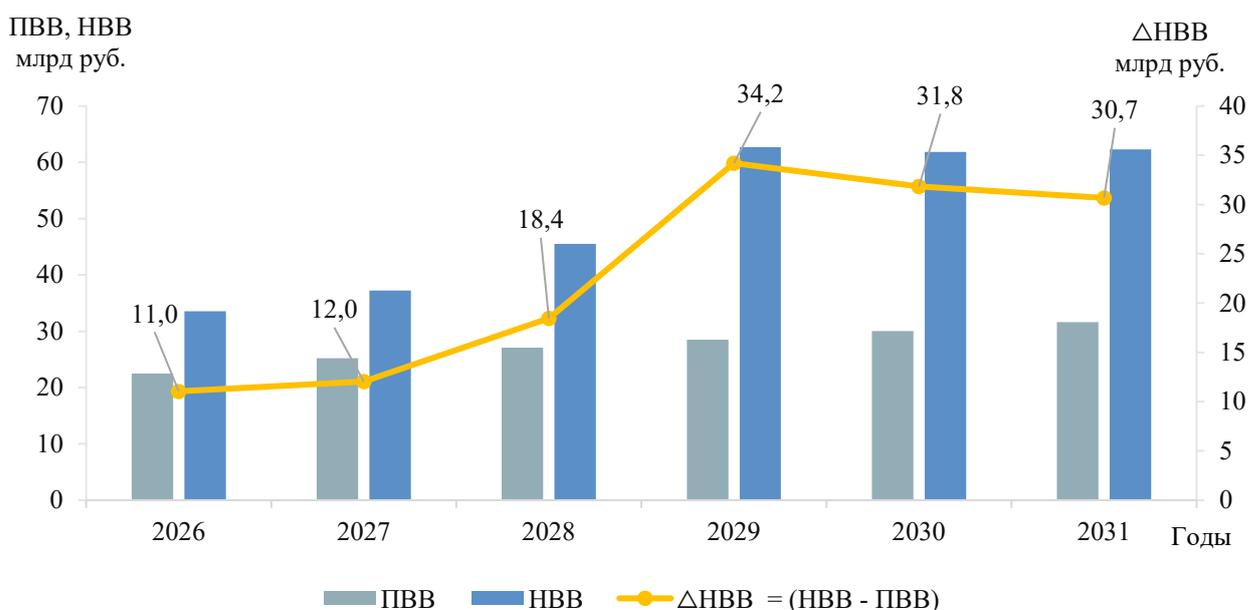


Рисунок 12 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 43, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях: в случае увеличения (сценарий 1), снижения (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 91,8–138,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 13.

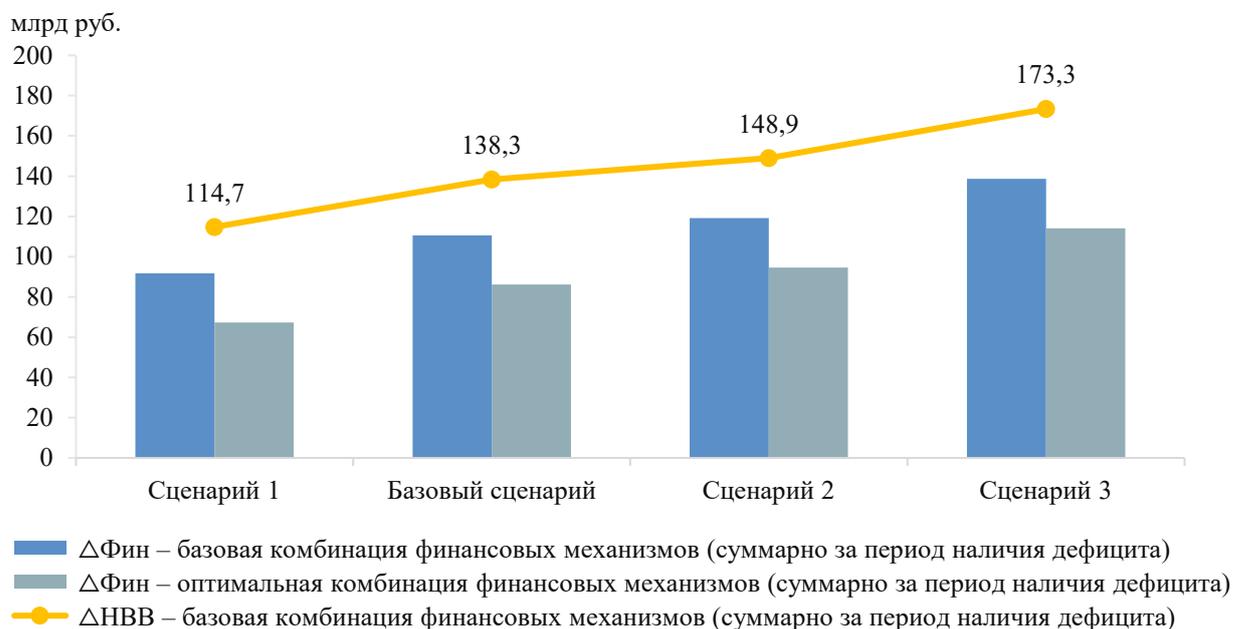


Рисунок 13 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Дагестан

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

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

Как видно из рисунка 13, в прогнозном периоде сохраняется недостаточность условий тарифного регулирования во всех сценариях при значительных объемах бюджетного финансирования, что связано с ростом прогнозных капитальных вложений, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, а также высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, в соответствии с инвестиционными программами ТСО (таблица 44).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Дагестан, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Дагестан, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан оценивается в 2031 году в объеме 10763 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,96 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2031 году увеличится и составит 1899 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,30 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5530–5668 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2031 году составит 2482,8 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 415,7 км, трансформаторной мощности 2323,7 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об

утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

10. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

11. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от

21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL:
https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения:
29.08.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
Энергосистема Республики Дагестан													
Чирюртская ГЭС-1	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
		2	ПЛ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Установленная мощность, всего					72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
Чирюртская ГЭС-2	ПАО «РусГидро»												
		3	ПЛ-103-ВБ-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего					9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Гергебильская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	РО-ГМ-5		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	РО-ГМ-5		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		4	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		5	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего					17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	
Чиркейская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2028 г.
		2	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2026 г.
		3	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2025 г.
		4	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2027 г.
Установленная мощность, всего					1000,0	1025,0	1050,0	1075,0	1100,0	1100,0	1100,0	1100,0	
Миатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	ПЛ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего					220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
Ирганайская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал												
		1	РО-230-В-440		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	РО-230-В-440		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего					400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Курушская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»												
		1	«Пельтон»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
		2	«Пельтон»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего					0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Ахтынская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»												
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		3	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего					1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Гунибская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Агульская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		–	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Бавтугайская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		–	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Магинская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2		
Гельбахская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0		
Гоцатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал			–										
		1	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Аракульская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-120-Г-65		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	РО-100-Г-40		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»			–										
		1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)			25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)			25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)			25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)			22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–			60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
МГЭС	ООО «ГидроЭнерджи Осетия»												
		–	Гидротурбина (код ГТП GVIE3382)	–				5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
Ногайская СЭС (Южно-Сухокумская СЭС)	ООО «Грин Энерджи Рус»												
		1	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Каспийская	ООО «МЭК-ИНЖЕНИРИНГ»												
		–	ФЭСМ	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Новолакская ВЭС	АО «ВетроОГК-3»												
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	–		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	–		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	–		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	–			52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	–			52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	–			42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–			152,5	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	403,75	403,75
2	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	517,27	517,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	1089,64	1089,64
4	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	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	146,70	146,70
5	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	1312,39	1312,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	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	140,75	140,75
7	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	256,14	256,14
8	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	437,21	303,95

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
9	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	350,90	263,61
10	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	359,27	359,27
11	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Левашин с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	436,61	436,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
12	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
13	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
14	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	335,71	335,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
15	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
16	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	512,29	512,29
17	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	392,71	392,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
18	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
19	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	218,31	218,31
20	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 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	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	498,21	498,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
21	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
22	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	196,35	196,35
23	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	359,27	359,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
24	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
25	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	409,26	409,26
26	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	454,77	327,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
27	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	335,71	335,71
28	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	403,75	403,75
29	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная 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	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	498,21	498,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
30	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	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	324,10	324,10
31	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	218,31	218,31
32	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	502,24	502,24

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
33	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	511,58	511,58
34	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	512,29	512,29
35	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	530,36	530,36

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
36	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	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	258,32	258,32
37	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	484,93	483,79
38	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	118,5	118,5

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
39	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	490,08	490,08
40	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т 1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА и трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	268,45	268,45
41	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1390,50	1390,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
42	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1403,19	1403,19
43	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	36,59	36,59
44	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	31,72	31,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
45	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,21	6,21
46	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
47	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	44,43	44,43
48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	30,98	30,98
49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,52	5,52

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
50	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	69,63	69,63
51	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,45	3,45
52	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	121,41	121,41
53	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваш с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4,5 Мвар каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4,5	–	–	–	–	–	–	9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	43,73	43,73
54	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	–	30	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,25	203,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
55	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Глох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,45	3,45
56	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	14,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	68,62	68,62
57	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Глох ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	14,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	68,62	68,62
58	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Глох с заменой ТТ ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,17	13,17
59	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах ориентировочной протяженностью 16,8 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	16,8	–	–	–	–	–	–	16,8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,50	77,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
60	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Гочатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности	ПАО «РусГидро»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,27	3,27
61	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гочатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,45	3,45
62	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	37,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1541,91	1541,91
63	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	26,78	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1087,59	1087,59
64	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,21	6,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
65	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,21	6,21
66	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	249,11	249,11
67	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформатора 110/35/10 кВ Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	249,11	249,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
68	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	249,11	249,11
69	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) ориентировочной протяженностью 22 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	22	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	81,18	81,18
70	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,17	13,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
71	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
72	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,93	15,93
73	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
74	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	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	204,63	204,63

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
75	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с переводом на напряжение 330 кВ со строительством РУ 330 кВ и установкой одного автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×200	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2990,30	2990,30
76	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Хунзах ориентировочной протяженностью 40 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	–	–	40	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3654,27	3654,27

Примечания

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

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

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