

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА КАБАРДИНО-БАЛКАРСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	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	9
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	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
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.....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	13
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	31
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	32
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	32
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям.....	32

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	33
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	33
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	35
3.3	Прогноз потребления мощности.....	36
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	37
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
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 Кабардино-Балкарской Республики	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	43
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	43
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	46
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	48
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	49
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	51
7.1	Основные подходы.....	51
7.2	Исходные допущения.....	52
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	55
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	56
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	57
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	65

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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

ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Кабардино-Балкарской Республики за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

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

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

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики связана с энергосистемами:

- Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

- Республики Северная Осетия – Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 01.01.2025 составила 220,1 МВт, в том числе: ГЭС – 198,1 МВт, ТЭС – 22,0 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 Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	220,1	–	–	–	–	220,1
ГЭС	198,1	–	–	–	–	198,1
ТЭС	22,0	–	–	–	–	22,0

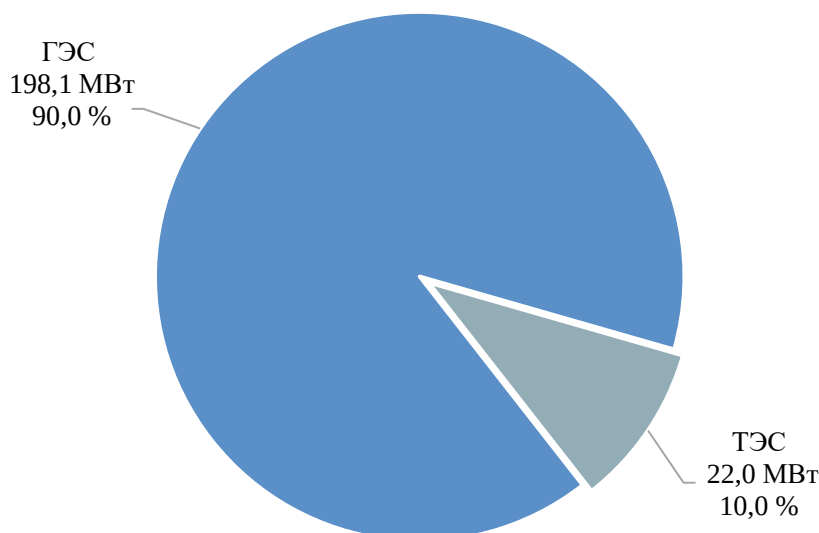


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2024 году составило 551,7 млн кВт·ч на ГЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 2.

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	531,1	557,3	639,3	622,8	551,7
ГЭС	529,6	556,2	639,3	622,8	551,7
ТЭС	1,4	1,1	–	–	–

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

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

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1719	1775	1847	1927	2132
Годовой темп прироста, %	2,50	3,26	4,06	4,33	10,64
Максимум потребления мощности, МВт	305	292	302	314	336
Годовой темп прироста, %	2,69	-4,26	3,42	3,97	7,01
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5636	6079	6116	6137	6345
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	08.12 17:00	24.12 18:00	21.12 18:00	10.01 18:00	05.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-3,5	-9,9	-6,2	-11,4	27,9
Максимум потребления мощности (зима), МВт	305	292	302	314	334
Максимум потребления мощности (лето), МВт	253	269	285	307	336

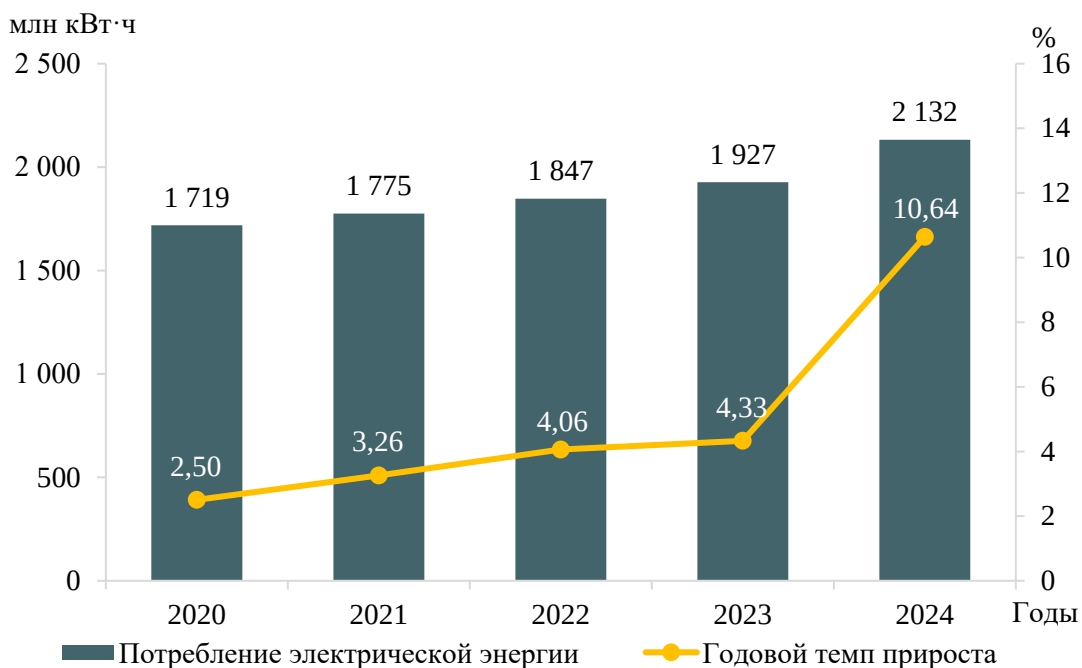


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста

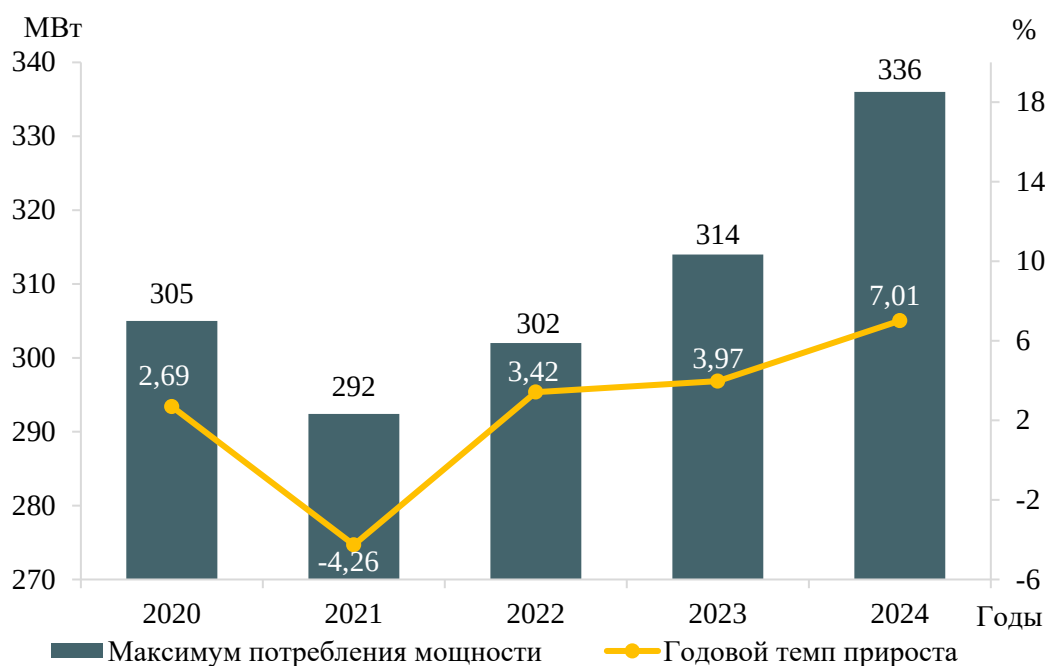


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики увеличилось на 455 млн кВт·ч и составило в 2024 году 2132 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,92 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 10,64 % в 2024 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 2,50 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики увеличился на 39 МВт и составил 336 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,50 %. В энергосистеме впервые годовой максимум зафиксирован в летний период в 2024 году.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,01 % в 2024 году; снижение – 4,26 % – в 2021 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики был зафиксирован в 1991 году в размере 431 МВт.

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

- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в обрабатывающих производствах и сельскохозяйственном производстве;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Кабардино-Балкарской Республики приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде 5 лет на территории Кабардино-Балкарской Республики приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зарагужская ГЭС – Псыгансу на Черекскую ГЭС ориентировочной протяженностью 0,83 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2024	1,66 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	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кашхатау	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2020	16 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2024	10 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 Кабардино-Балкарской Республики отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	17.06.2020	22,7
	16.12.2020	1,6
2021	16.06.2021	24,5
	15.12.2021	3,2
2022	15.06.2022	21,8
	21.12.2022	-6,2
2023	21.06.2023	20,1
	20.12.2023	2,3
2024	19.06.2024	26,6
	18.12.2024	3,7

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Долинск	110/10/6	T-1	110/6/6	25	10,27	10,70	9,85	10,02	11,47	7,29	12,09	13,17	7,11	10,07	2,00
			T-2	110/10/6	25	10,63	10,52	12,52	11,17	11,83	6,57	10,28	11,32	8,83	11,06	
			T-3	110/10/6	25	11,20	9,90	12,31	13,34	14,57	7,23	0,00	0,00	10,86	11,02	
2	ПС 110 кВ ПТФ	110/6	T-1	110/6	10	4,49	0,00	5,13	4,93	0,00	0,00	3,30	0,00	4,17	5,73	0,50
			T-2	110/6	10	4,43	7,02	4,23	3,95	9,69	6,75	3,59	6,82	3,03	3,39	
3	ПС 110 кВ Чегем-2	110/35/10	T-1	110/35/10	16	4,91	4,13	5,56	5,64	5,56	5,18	4,39	4,43	5,19	5,80	0
			T-2	110/35/10	16	12,34	11,75	14,89	13,71	14,52	10,93	9,60	9,96	11,30	13,17	
4	ПС 110 кВ Водозабор	110/6	T-1	110/6	6,3	2,62	2,22	2,76	3,17	2,94	2,82	6,23	2,50	3,27	3,81	0
			T-2	110/6	10	3,50	3,27	3,84	3,99	6,13	2,61	0,00	3,84	3,44	4,15	
5	ПС 110 кВ Баксан-110	110/35/10	T-1	110/35/10	16	9,09	12,51	9,59	9,86	8,14	7,15	9,14	14,06	6,35	7,94	0
			T-2	110/35/10	16	6,91	6,17	6,74	7,34	10,50	6,23	6,92	5,39	8,57	10,62	
6	ПС 110 кВ Кызбурун-110	110/10	T-1	110/10	10	4,08	4,07	4,19	4,13	3,90	6,95	7,45	7,31	2,99	3,99	0
			T-2	110/10	10	4,79	6,13	6,19	5,84	5,91	0,00	0,00	0,00	5,26	5,92	
7	ПС 110 кВ Малка	110/35/10	T-1	110/35/10	10	4,65	4,98	4,24	4,73	5,40	9,19	3,85	0,00	3,45	3,88	2,25
			T-2	110/35/10	25	7,06	3,92	7,83	9,27	12,64	2,47	7,11	11,19	7,19	7,73	
8	ПС 110 кВ Нарткала	110/6	T-1	110/6	6,3	0,00	4,89	5,31	5,31	5,22	0,00	0,00	4,08	5,59	5,12	0
			T-2	110/6	10	6,55	2,87	1,92	1,89	2,74	5,83	5,87	1,74	0,00	2,41	
9	ПС 110 кВ Кахун	110/10	T-1	110/10	6,3	2,71	3,33	3,01	3,41	3,31	2,43	2,87	3,18	4,05	4,58	0
			T-2	110/10	6,3	4,25	4,48	5,50	5,43	6,42	3,16	3,67	3,56	3,77	5,79	
10	ПС 110 кВ Герменчик	110/10	T-1	110/10	6,3	3,37	3,83	3,85	5,95	6,63	2,54	4,14	3,60	3,71	3,74	0
11	ПС 110 кВ Прохладная-1	110/35/10	T-1	110/35/10	16	12,48	13,69	14,49	14,20	16,18	8,72	12,09	12,94	11,10	12,94	2,00
			T-2	110/35/10	16	7,62	8,56	8,39	5,55	7,70	13,66	7,90	12,01	4,21	15,88	
12	ПС 110 кВ Майская	110/35/10	T-1	110/35/10	10	0,00	5,98	7,10	6,45	7,72	7,06	7,20	6,83	0,00	4,32	2,15
			T-2	110/35/10	16	12,71	4,07	6,38	6,70	7,03	7,63	6,32	7,59	12,29	13,30	
13	ПС 110 кВ Терек-2	110/35/10	T-1	110/35/10	16	8,79	9,06	4,66	3,56	10,08	8,43	7,81	0,00	8,46	4,18	0
			T-2	110/35/10	10	0,00	0,00	4,69	5,25	0,00	0,00	0,00	7,82	0,00	7,39	

Таблица 8 – 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 T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Долинск	T-1	ТРДН 25000/110/6/6	1987	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН 25000/110/10/6	1980	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТРДН 25000/110/10/6	2010	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТМН-10000/110/6	2024	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-10000/110/6	1981	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Чегем-2	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	38	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Водозабор	T-1	ТМН-6300/110/6	1982	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/6	1990	49	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Баксан-110	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1988	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1988	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Кызбурун-110	T-1	ТДН-10000/110/10	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1988	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Малка	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1976	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1985	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Нарткала	T-1	ТМН-6300/110/6	1989	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/6	1991	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Кахун	T-1	ТМН-6300/110/10	1981	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1989	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Герменчик	T-1	ТМН-6300/110/10	1981	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Прохладная-1	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1977	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2007	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Майская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1970	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	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
13	ПС 110 кВ Терек-2	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1977	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1992	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Долинск	2024 / зима	37,87	ПС 110 кВ Долинск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,99	0,75	6	1,02	39,90	39,90	39,90	39,90	39,90	39,90
				ПС 110 кВ Долинск	ИП Теуважуков Залимхан Хачимович	12.07.2021	12616/2021/КБФ/НалГЭС	2025	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Долинск	ИП Балагов Руслан Борисович	12.11.2024	44588/2024/КБФ/НалГЭС	2026	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Долинск	ООО Специализированный застройщик «Диск»	29.03.2023	38672/2023/КБФ/НалРЭС	2026	4,00	0	10	1,60						
2	ПС 110 кВ ПТФ	2024 / зима	9,69	ПС 110 кВ ПТФ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,95	0,07	0,40	0,19	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88
				ПС 110 кВ ПТФ	ООО «Сады Северного Кавказа»	24.11.2023	41013/2023/КБФ/ЧерРЭС	2025	2,50	0	6	1,25						
3	ПС 110 кВ Чегем-2	2022 / зима	20,45	ПС 110 кВ Чегем-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,77	0,05	0,4	0,17	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83
				ПС 35 кВ Чегем-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,29	0,33	0,4	0,10						
				ПС 35 кВ Н.Чегем	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,18	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Лечинкай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,38	0	0,4	0,04						
4	ПС 110 кВ Водозабор	2024 / зима	9,07	ПС 110 кВ Водозабор	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,34	0,02	0,4	0,03	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11	9,11
5	ПС 110 кВ Баксан-110	2022 / лето	19,45	ПС 110 кВ Баксан-110	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,18	0,34	0,4	0,28	21,90	21,90	21,90	21,90	21,90	21,90
				ПС 110 кВ Баксан-110	ООО «Стеллар дистиллери»	26.12.2023	41904/2023/КБФ/БакРЭС	2025	1,90	0	10	0,95						
				ПС 110 кВ Баксан-110	ООО «Эльбрус Фрутт»	11.09.2023	40570/2023/КБФ/БакРЭС	2025	1,00	0	10	0,50						
				ПС 35 кВ Баксан-35	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,88	0,12	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Крем-Константиновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0,02	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Крем-Константиновка	ООО «Агрофирма «Леон»	15.12.2023	41246/2023/КБФ/БакРЭС	2025	2,00	0	10	0,20						
				ПС 35 кВ Баксаненок	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,75	0,02	0,4	0,07						
6	ПС 110 кВ Кызбурун-110	2022 / зима	10,38	ПС 110 кВ Кызбурун-110	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,51	0,39	0,4	0,11	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51
7	ПС 110 кВ Малка	2024 / зима	18,04	ПС 110 кВ Малка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,46	0,04	0,4	0,04	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01
				ПС 110 кВ Малка	ООО «Ставропольский Фермер»	29.12.2018	658/2018	2025	2,00	0,11	10	0,95						
				ПС 35 кВ Куркужин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,46	0,01	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Залукодес	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0,01	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Сармаково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
8	ПС 110 кВ Нарткала	2024 / зима	7,96	ПС 110 кВ Нарткала	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,56	0	0,4	0,06	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
9	ПС 110 кВ Кахун	2024 / лето	10,37	ПС 110 кВ Кахун	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,03	0	0,4	0,10	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
10	ПС 110 кВ Герменчик	2024 / зима	6,63	ПС 110 кВ Герменчик	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,07	0	0,4	0,11	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34
				ПС 110 кВ Герменчик	ЗАО «ЭРПАК»	29.12.2023	41903/2023/КБФ/УрвРЭС	2025	3,87	2,37	10	1,35						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
11	ПС 110 кВ Прохладная-1	2024 / лето	28,82	ПС 35 кВ Ново-Полтавская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,06	0,01	0,4	0,01	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74
				ПС 35 кВ Саратовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,12	0,02	0,4	0,11						
				ПС 35 кВ Солдатская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,12	0,01	0,4	0,11						
				ПС 35 кВ Пролетарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,29	0,02	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Прималкинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,34	0	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Заречная	ООО «Овощи Юга»	15.02.2024	42386/2024/КБФ/ПроРЭС	2026	0,67	0	10	0,47						
				ПС 35 кВ Заречная	КФХ САДЫ «МИХ»	25.07.2023	40270/2023/КБФ/ПроРЭС	2025	1,10	0,80	10	0,03						
12	ПС 110 кВ Майская	2024 / лето	17,62	ПС 110 кВ Майская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,64	0,14	0,4	0,05	16,19	16,19	16,19	16,19	16,19	16,19
				ПС 35 кВ Пенькозавод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,53	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Ново-Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,06	0	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Терекская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Терекская	ООО Терские сады «Урожайное»	11.09.2024	44053/2024/КБФ/ТерРЭС	2026	1,00	0	10	0,50						
13	ПС 110 кВ Терек-2	2024 / лето	11,57	ПС 110 кВ Терек-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,88	0,10	0,4	0,28	11,95	11,95	11,95	11,95	11,95	11,95
				ПС 35 кВ Терек-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,38	0	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ ЗАИ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Акбаш-35	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,05	0	0,4	0,005						

ПС 110 кВ Долинск.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 37,87 МВА. На основании акта технического освидетельствования ПС 110 кВ Долинск от 15.08.2019 в 2025 году планируется восстановительная реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3×25 МВА на два новых силовых трансформатора без увеличения суммарной мощности трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки вновь устанавливаемых трансформаторов Т-1 и Т-2 при ТНВ +3,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,0 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37,87 + 4,03 + 0 - 2,00 = 39,90 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,00 МВА при предполагаемой замене трех существующих трансформаторов на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, на величину до 27,7 %.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Долинск ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из устанавливаемых трансформаторов на ПС 110 кВ Долинск расчетный объем ГАО составит 8,648 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 на два трансформатора мощностью не менее 39,90 МВА каждый 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, Т-2, Т-3 3×25 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 ПТФ.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 9,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,52 % (86,20 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} +3,7$ °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,124).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,50 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,69 + 1,69 + 0 - 0,50 = 10,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,50 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПТФ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 87,05 % (96,80 %) от $S_{\text{ддн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2024 года и составившей 9,12 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 78,15 % (96,96 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} +26,6$ °С и

повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,167 (0,941).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,12 + 1,69 + 0 - 0,50 = 10,31 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,50 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ ПТФ, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 9,63 % (без ТП превышение отсутствует).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,50 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ПТФ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 88,36 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ ПТФ расчетный объем ГАО составит 0,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 10,31 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-2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Чегем-2.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 27,81 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения «50», не допускается, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,000. Таким образом, $S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном}}$.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 3,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,45 + 0,38 + 0 - 0 = 20,83 \text{ МВА.}$$

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 Чегем-2, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 30,20 % (без ТП превышение до 27,81 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чегем-2 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чегем-2 расчетный объем ГАО составит 4,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,83 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 Северный Кавказ».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Водозабор.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 9,07 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 43,97 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,70 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения «50», не допускается, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при $T_{\text{НВ}} + 3,7^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,000. Таким образом, $S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном}}$.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,07 + 0,04 + 0 - 0 = 9,11 \text{ МВА.}$$

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 Водозабор, оставшегося в работе после отключения Т-2 на величину до 44,57 % (без ТП превышение до 43,97 %).

При этом 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 Водозабор, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 91,08 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор ниже уровня $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-1 отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор расчетный объем ГАО составит 2,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,11 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 существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Баксан-110.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 19,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 23,56 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 21,8^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,984.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,45 МВА).

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Агрофирма Леон» (от 08.11.2023 № 41246/2023/КБФ/БакРЭС, ДТП от 15.12.2023 № 41246/2023/КБФ/БакРЭС, заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформатора

Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с ТУ для ТП ООО «Стеллар дистиллеры» (от 19.12.2023 № 41904/2023/КБФ/БакРЭС, ДТП от 26.12.2023 № 41904/2023/КБФ/БакРЭС, заявленной мощностью 1,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,45 + 2,45 + 0 - 0 = 21,90 \text{ МВА.}$$

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 Баксан-110, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 39,14 % (без ТП превышение до 23,56 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Баксан-110 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Баксан-110 расчетный объем ГАО составит 6,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,90 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 Северный Кавказ».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Малка.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 18,04 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 60,48 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 64,19 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,7^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,124.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,25 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения Т-2 составляет 15,79 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 40,47 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,04 + 1,22 + 0 - 2,25 = 17,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,25 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Малка, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 51,31 % (без ТП превышение до 40,47 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,25 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Малка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 60,52 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1 отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Малка расчетный объем ГАО составит 5,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 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-1 1×10 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 Нарткала.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 7,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 26,35 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,81 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения «50», не допускается, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при $T_{\text{НВ}} + 3,7^\circ\text{C}$ и при

нормальном режиме нагрузки составляет 1,000. Таким образом, для трансформатора Т-1 $S_{\text{длн}} = S_{\text{ном}}$. Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,124.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,96 + 0,07 + 0 - 0 = 8,03 \text{ МВА.}$$

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 Нарткала, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 27,46 % (без ТП превышение до 26,35 %).

При этом 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 Нарткала, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 71,40 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нарткала ниже уровня $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-1 отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Нарткала расчетный объем ГАО составит 1,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,03 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 существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кахун.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 10,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 75,00 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 26,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,941.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,37 + 0,12 + 0 - 0 = 10,49 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кахун, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 77,02 % (без ТП превышение до 75,00 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кахун ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кахун расчетный объем ГАО составит 4,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,49 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 Герменчик.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 6,63 МВА. Нагрузка существующего силового трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 5,24 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения «50», не допускается, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{НВ} + 3,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,000. Таким образом, $S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном}}$.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ЗАО «ЭРПАК» (от 29.12.2023 № 41903/2023/КБФ/УрвРЭС, ДТП от 29.12.2023 № 41903/2023/КБФ/УрвРЭС, заявленной мощностью 1,50 МВт)

предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Герменчик с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,71 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,63 + 1,71 + 0 - 0 = 8,34 \text{ МВА.}$$

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 Герменчик на величину до 32,45 % (без ТП превышение до 5,24 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Герменчик ниже уровня $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-1 отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 2,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,34 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 существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Прохладная-1.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 28,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 91,50 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,941.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 26,82 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 78,21 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 3,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,92 МВА).

Согласно информации ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Овощи Юга» (от 06.02.2024 № 42386/2024/КБФ/ПроРЭС, ДТП от 15.02.2024 № 42386/2024/КБФ/ПроРЭС, заявленной мощностью 0,67 МВт) и ТУ для ТП КФХ Сады «МИХ» (от 18.07.2023 № 40270/2023/КБФ/ПроРЭС, ДТП от 25.07.2023 № 40270/2023/КБФ/ПроРЭС, заявленной мощностью 1,1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,82 + 0,92 + 0 - 2,00 = 27,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,00 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Прохладная-1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 84,33 % (без ТП превышение до 78,21 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прохладная-1 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прохладная-1 расчетный объем ГАО составит 12,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,74 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 Майская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 17,62 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 87,33 % (17,08 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,941.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,15 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составляет 15,74 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 64,47 % (2,79 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,62 + 0,72 + 0 - 2,15 = 16,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,15 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Майская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 72,11 % (7,57 %) (без ТП превышение до 64,47 % (2,79 %)).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Майская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Майская расчетный объем ГАО составит 6,78 МВА (1,14 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,19 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 1×10 МВА и Т-2 1×16 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 Кызбурун-110.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,38 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 87,89 % от $S_{\text{дн}}$. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 3,80 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] перегрузка трансформаторов в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов не превышают значения «50», не допускается, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -6,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,000. Таким образом, для трансформатора Т-2 $S_{\text{дн}} = S_{\text{ном}}$. Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -6,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,181.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,38 + 0,13 + 0 - 0 = 10,51 \text{ МВА.}$$

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 Кызбурун-110, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 5,12 % (без ТП превышение до 3,80 %).

При этом 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-1 ПС 110 кВ Кызбурун-110, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 89,01 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кызбурун-110 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-2 отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кызбурун-110 расчетный объем ГАО составит 0,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 10,51 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-2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Терек-2.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 11,57 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 76,88 % от $S_{\text{длн}}$. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 23,01 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,941.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,57 + 0,38 + 0 - 0 = 11,95 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Терек-2, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 27,02 % (без ТП превышение до 23,01 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Терек-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 79,39 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Терек-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кызбурун-110 расчетный объем ГАО составит 2,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 11,95 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 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 Кабардино-Балкарской Республики по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Кабардино-Балкарской Республики, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

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

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	ВТРК «Эльбрус»	АО «Кавказ.РФ»	0,0	5,888 12,021	35	2025 2026	ПС 110 кВ Адыл-Су
2	Горнорудный комбинат	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	0,0	14,0	110	2025	ПС 110 кВ ЦРУ
3	Завод чистых полимеров	ООО Промышлен- ный комплекс «Этана»	0,0	10,65	110	2025	ПС 110 кВ Прохладная-2 ПС 110 кВ Майская, ПС 110 кВ Прохладная- Тяговая

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на период 2026–2031 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2162	2296	2409	2467	2500	2536	2572
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	134	113	58	33	36	36
Годовой темп прироста, %	–	6,20	4,92	2,41	1,34	1,44	1,42

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики прогнозируется на уровне 2572 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составил 2,72 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 134 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 6,20 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 33 млн кВт или 1,34 %.

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

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



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической сферы, в том числе строительством всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус»;
- увеличением потребления населением и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	355	386	393	398	404	409	415
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	31	7	5	6	5	6
Годовой темп прироста, %	–	8,73	1,81	1,27	1,51	1,24	1,47
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6090	5948	6130	6198	6188	6200	6198

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2031 году прогнозируется на уровне 415 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,06 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 31 МВт или 8,73 %, что обусловлено развитием туристско-рекреационного комплекса; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 и 2030 годах и составит по 5 МВт или 1,27 % и 1,24 % соответственно.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период ожидается на уровне отчетного периода. Число часов использования максимума прогнозируется к 2031 году на уровне 6198 ч/год.

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



Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2026–2031 годов предусматриваются на малых ГЭС в объеме 24,7 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	–	24,7	–	–	–	24,7
ГЭС	–	–	–	24,7	–	–	–	24,7

В энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики в период 2026–2031 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 24,7 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2031 году составит 268,2 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	243,5	243,5	243,5	268,2	268,2	268,2	268,2
ГЭС	221,5	221,5	221,5	246,2	246,2	246,2	246,2
ТЭС	22	22	22	22	22	22	22

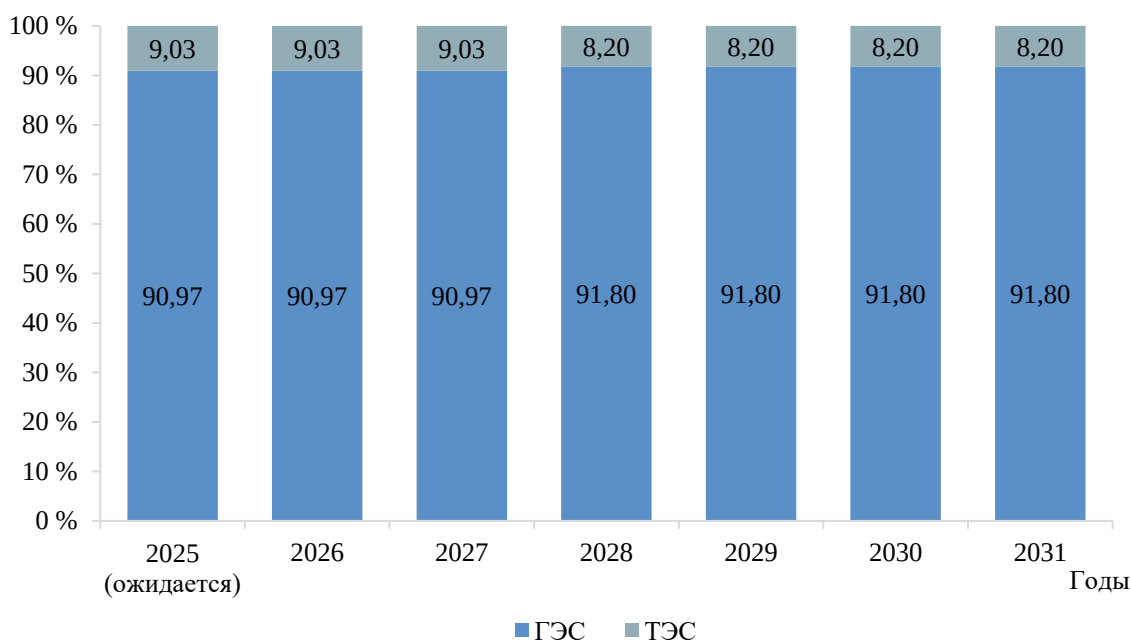


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Кабардино-Балкарской Республики не требуются.

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

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

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 110 кВ Каббалкгипс с одним трансформатором Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Каббалкгипс»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Каббалкгипс»	ООО «Каббалкгипс»	–	6,56
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) до ПС 110 кВ Каббалкгипс ориентировочной протяженностью 0,05 км с образованием ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалкгипс		110	км	0,05	–	–	–	–	–	–	0,05				
3	Строительство ПС 110 кВ Этана с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО Промышленный комплекс «Этана»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Промышленный комплекс «Этана»	ООО Промышленный комплекс «Этана»	–	10,65
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайкой на ПС Котляревская (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186) на ПС 110 кВ Этана ориентировочной протяженностью 1,25 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана (Л-186)		110	км	2×1,25	–	–	–	–	–	–	2,5				
5	Строительство ПС 110 кВ Вольфрам с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	–	14
6	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам ориентировочной протяженностью 7 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	2×7	–	–	–	–	–	14				
7	Реконструкция ПС 110 кВ Адыл-Су с заменой существующих трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	–	17,91
8	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Агрофирма «Леон»	ООО «Агрофирма «Леон»	–	2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Стеллар Дистиллеры»	ООО «Стеллар Дистиллеры»	–	1,9
10	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей КФХ Сады «МИХ», ООО «Овощи Юга»	КФХ Сады «МИХ»	–	1,1
													ООО «Овощи Юга»	–	0,67	
11	Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «ЭРПАК»	ЗАО «ЭРПАК»	2,37	1,5

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – 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 Чегем-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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Агрофирма «Леон», ООО «Стеллар Дистиллеры»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Малка 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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 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
5	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун 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	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 Прохладная-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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей КФХ Сады «МИХ» и ООО «Овощи Юга» (замена Т-1)
7	Реконструкция ПС 110 кВ Майская 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
8	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
9	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 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
10	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ, Т-2 110/10/6 кВ, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 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
11	Реконструкция ПС 110 кВ Кызбурун-110 с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 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
12	Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «ЭРПАК»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Терек-2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 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

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

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

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

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

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Строительство РУ 110 кВ Верхнебаксанской ГЭС с трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	110	МВА	–	–	–	1×32	–	–	–	32	Верхнебаксан- ская ГЭС	ПАО «РусГидро»	24,7
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЦРУ – Адыл-Су (Л-182) до РУ 110 кВ Верхнебаксанской ГЭС ориентировочной протяженностью 0,5 км	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Кабардино-Балкарской Республики, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2024 № 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@;

2) 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;

3) данных, предоставленных ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [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 Кабардино-Балкарской Республики по годам представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Кабардино-Балкарской Республики (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	169,17	1280,49	1335,80	1380,46	250,00	1,96	0,00	4417,88

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [7] 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 Кабардино-Балкарской Республики осуществляют свою деятельность 3 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 95 % в суммарной НВВ сетевых организаций Кабардино-Балкарской Республики).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Кабардино-Балкарской Республики на прогнозный период включает в себя:

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

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

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

7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [8].

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 Приказ Государственного Комитета Кабардино-Балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору от 28.11.2022 № 251.

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 19.

Таблица 19 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

комитета Кабардино-Балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору от 09.12.2024 № 190 «О внесении изменений в приказ Государственного комитета Кабардино-Балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору от 28.11.2022 г. № 252» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Республике Кабардино-Балкария, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 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 Кабардино-Балкарской Республики, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

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

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).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – 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	6,2 %	4,9 %	2,4 %	1,3 %	1,4 %	1,4 %

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

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

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

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. 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 Кабардино-Балкарской Республики представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Кабардино-Балкарской Республики (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1067	1113	1150	208	251	250
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)	1067	1113	1150	208	2	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	62	64	3307	67	608	158

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кабардино-Балкарской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 22 и на рисунке 7.

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

Таблица 22 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кабардино-Балкарской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	6,9	7,8	8,5	8,9	9,5	10,0
НВВ	млрд руб.	9,0	9,6	9,8	21,4	21,3	22,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,2	1,7	1,3	12,4	11,9	11,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,81	4,14	4,37	4,57	4,77	4,98
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,01	5,07	5,07	10,90	10,73	10,90
Среднегодовой темп роста	%	–	101	100	215	98	102

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,20	0,93	0,69	6,33	5,97	5,92

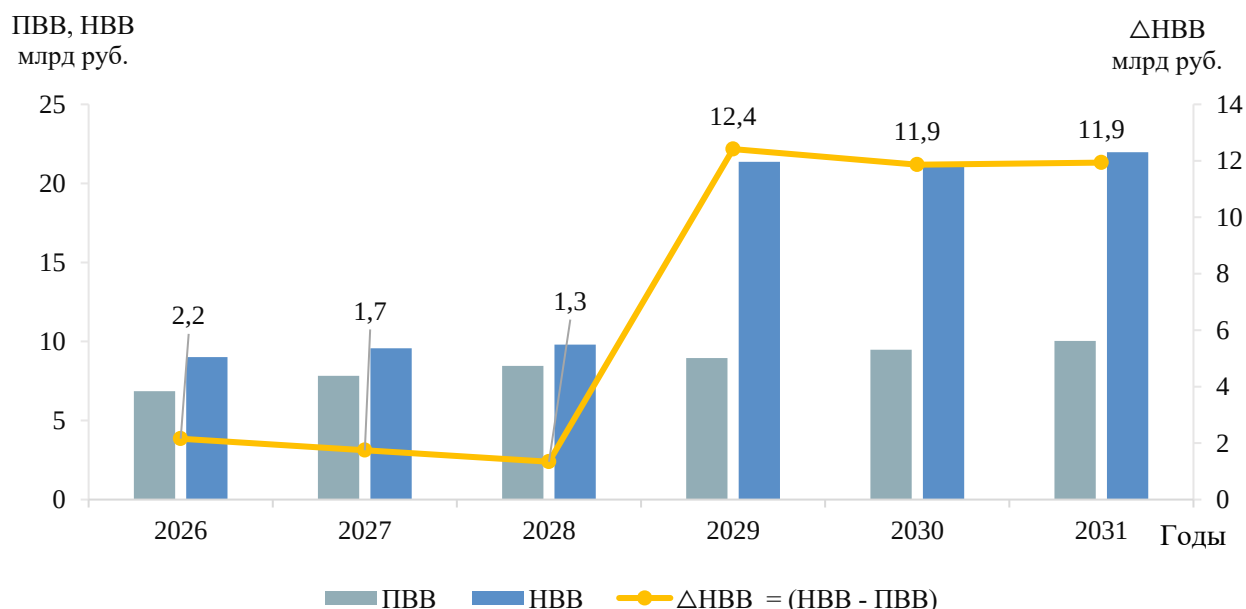


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Кабардино-Балкарской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 22, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Кабардино-Балкарской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования 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) единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 27,2–42,1 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

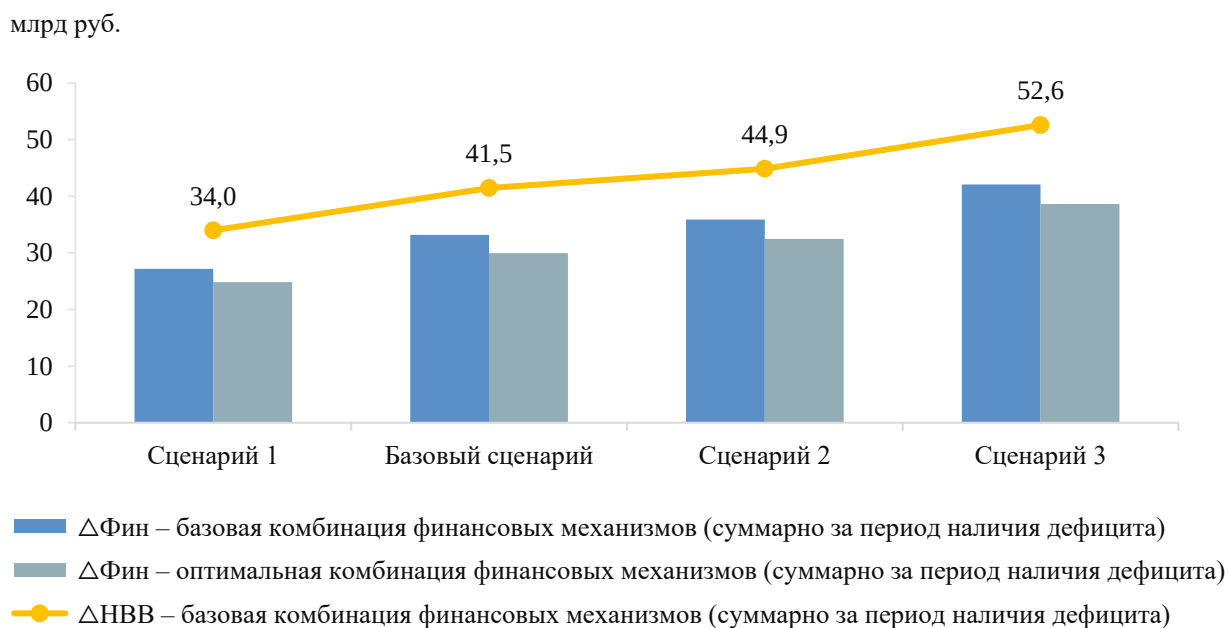


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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	47 %	60 %	60 %	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	21 %	37 %	40 %	40 %
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 8, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 23) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;
- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики оценивается в 2031 году в объеме 2572 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,72 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2031 году увеличится и составит 415 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,06 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5948–6200 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2031 году составит 268,2 МВт.

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

Всего за период 2026–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 17,05 км, трансформаторной мощности 294,2 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 технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.08.2025).

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

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. 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).

6. 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).

7. 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).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики													
Мухольская ГЭС	ООО «Эльбрус Энерго»			–									
		1	РО-140-60		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	РО-140-60		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Установленная мощность, всего		–	–		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Баксанская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	РО-110-В-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	РО-110-В-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	РО-110-В-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–		27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	
Аушигерская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	РО-115/872ж-В-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	РО-115/872ж-В-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	РО-115/872ж-В-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
ГЭС-3 на канале Баксан-Малка	ООО «Эльбрус Энерго»			–									
		1	РО-45-3123-В		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
ТЭЦ НХК г. Нальчик	ООО «Стандарт-Спирт»			Газ, мазут									
		1	АР-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПР-4-35/5М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
ТЭС Гидрометаллург	ОАО «Гидрометаллург»			Газ, мазут									
		1	АР-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Акбашская ГЭС	ООО «Эльбрус Энерго»			–									
		1	ПР-15-Г-100		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	ПР-15-Г-100		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

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								
Кашхатау ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
		2	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
		3	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
Установленная мощность, всего		–	–		65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	
Зарагижская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
		2	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
		3	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
Установленная мощность, всего		–	–		30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	
Верхнебалкарская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		2	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		3	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
Установленная мощность, всего		–	–		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Верхнебаксанская ГЭС	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»			–									
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)						12,4	12,4	12,4	12,4	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)						12,4	12,4	12,4	12,4	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–						24,7	24,7	24,7	24,7	
Черекская ГЭС	ПАО «РусГидро»				–								
		1	PO40-B-185			7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	Ввод в эксплуатацию 22.04.2025
		2	PO40-B-185			7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	Ввод в эксплуатацию 25.04.2025
		3	PO40-B-185			7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	Ввод в эксплуатацию 28.04.2025
Установленная мощность, всего		–	–			23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	

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 Кабардино-Балкарской Республики

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Чегем-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	2030 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	539,43	539,43
2	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 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	415,34	415,34

№ 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	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Малка 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	207,67	207,67
4	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 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	129,54	129,54
5	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун 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	324,21	324,21

№ 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				
6	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-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	506,36	506,36
7	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Майская 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	415,34	415,34
8	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	199,20	199,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Кабардино- Балкарской Республики	Кабардино- Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028 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	679,03	669,11
10	Кабардино- Балкарской Республики	Кабардино- Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кызбурун-110 с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	– 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	162,10	162,10
11	Кабардино- Балкарской Республики	Кабардино- Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ, Т-2 110/10/6 кВ, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	520,86	520,86

№ 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	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 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	129,54	129,54
13	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Терек-2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 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	199,20	199,20

Примечания

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

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

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