

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	12
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	12
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	12
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	26
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	26
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	26
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	26
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	27
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	27
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	29

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	36
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	36
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	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	43
7.1	Основные подходы.....	43
7.2	Исходные допущения.....	44
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	47
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	48
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	54
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	56

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	58
--------------	---	----

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
ПК	–	персональный компьютер
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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

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

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	220,1	–	–	–	–	220,1
ГЭС	198,1	–	–	–	–	198,1
ТЭС	22,0	–	–	–	–	22,0

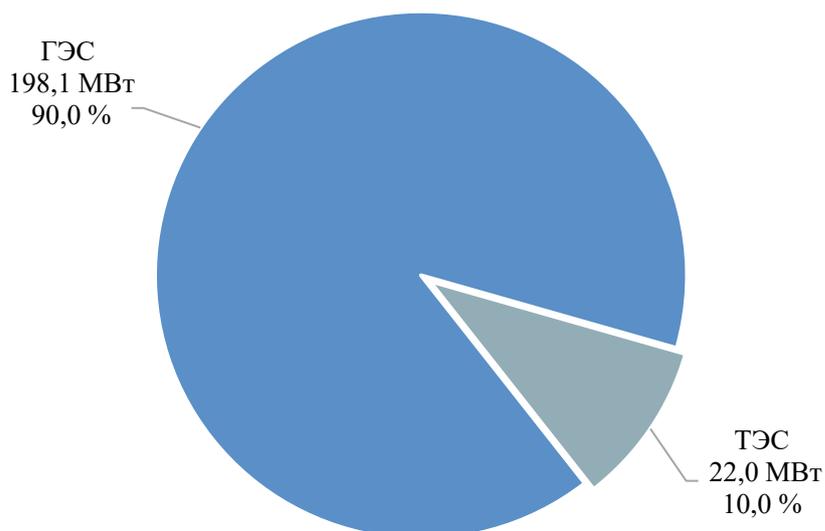


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики по состоянию на 01.01.2023

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

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

Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1676	1677	1719	1775	1847
Годовой темп прироста, %	-0,89	0,06	2,50	3,26	4,06
Максимум потребления мощности, МВт	303	297	305	292	302
Годовой темп прироста, %	2,02	-1,98	2,69	-4,26	3,42
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5531	5646	5636	6079	6116
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	16.01 18:00	21.11 12:00	08.12 17:00	24.12 18:00	21.12 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-3,1	-2,4	-3,5	-9,9	-6,2

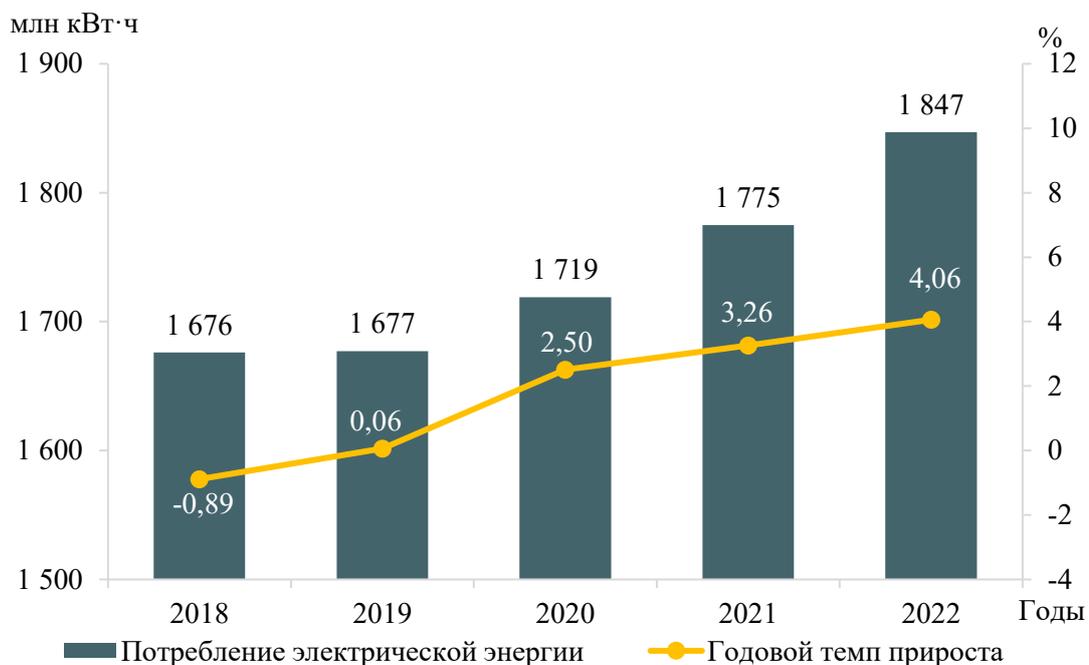


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста

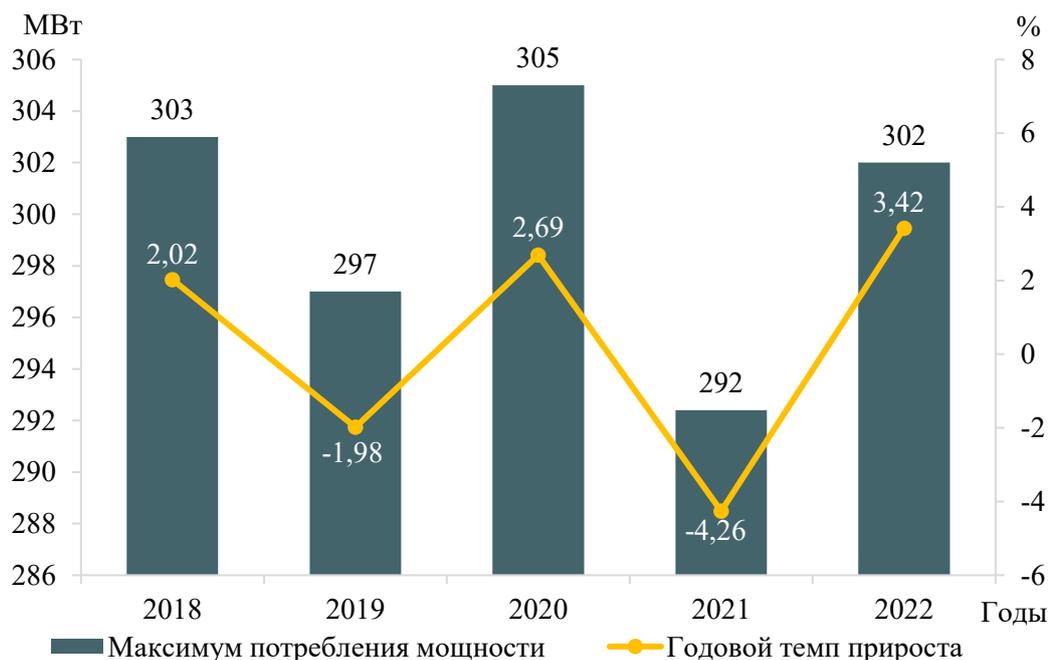


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики увеличилось на 156 млн кВт·ч и составило в 2022 году 1847 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,78 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,06 % в 2022 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2018 году и составило 0,89 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики увеличился на 5 МВт и составил 302 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,42 % в 2022 году; наибольшее годовое снижение мощности 4,26 % в 2021 году. Характерной чертой изменения максимума потребления мощности является колебания его значения около уровня в 300 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;
- ростом потребления в сельском хозяйстве;
- увеличением потребления в обрабатывающих производствах;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах.

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

Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде 5 лет на территории энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики приведен в таблице 3.

Таблица 3 – 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 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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. В таблице 4 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 4 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-0,9
	20.06.2018	23,0
2019	18.12.2019	4,7
	19.06.2019	26,5
2020	16.12.2020	1,6
	17.06.2020	22,7
2021	15.12.2021	3,2
	16.06.2021	24,5
2022	21.12.2022	-6,2
	15.06.2022	21,8

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

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

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

2.2.1.1 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 5 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 6 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 7 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 5 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
									1	ПС 110 кВ Долинск	110/10/6	T-1	ТРДН-25000/110	110/6/6	25	1987	82	10,80	
T-2	ТРДН-25000/110	110/10/6	25	1980	90	11,40	13,86	10,63	10,52			12,52	9,90	11,90	6,57	10,28	11,32		
T-3	ТРДН-25000/110	110/10/6	25	2010	93	11,30	5,84	11,20	9,90			12,31	0,00	0,00	7,23	0,00	0,00		
2	ПС 110 кВ ПТФ	110/6	T-1	ТМН-6300/110	110/6	6,3	1985	92	4,44	0,00	4,49	0,00	5,13	5,24	0,00	0,00	3,30	0,00	0,5
T-2			ТДН-10000/110	110/6	10	1981	76	3,84	7,24	4,43	7,02	4,23	0,00	8,31	6,75	3,59	6,82		
3	ПС 110 кВ Чегем-2	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1987	64	4,22	4,45	4,91	4,13	5,56	4,34	4,59	5,18	4,39	4,43	0
T-2			ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1988	64	11,27	12,56	12,34	11,75	14,89	9,52	11,06	10,93	9,60	9,96		
4	ПС 110 кВ Водозабор	110/6	T-1	ТМН-6300/110	110/6	6,3	1982	56	2,28	2,34	2,62	2,22	2,76	1,94	2,45	2,82	6,23	2,50	0
T-2			ТМН-6300/110/	110/6	6,3	1982	54	3,16	3,40	3,50	3,27	3,84	3,75	3,61	2,61	0,00	3,84		
5	ПС 110 кВ Баксан -110	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1988	90	7,16	8,72	9,09	12,51	9,59	7,19	11,32	7,15	9,14	14,06	0
T-2			ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1988	90	8,17	7,14	6,91	6,17	6,74	8,19	5,73	6,23	6,92	5,39		
6	ПС 110 кВ Малка	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110	110/35/10	10	1976	65	4,64	5,37	4,65	4,98	4,24	0,00	3,96	9,19	3,85	0,00	3,05
T-2			ТДТН-25000/110	110/35/10	25	1984	78	8,91	8,23	7,06	3,92	7,83	10,71	6,33	2,47	7,11	11,19		
7	ПС 110 кВ Нарткала	110/6	T-1	ТМН-6300/110	110/6	6,3	1989	63	4,70	4,74	0,00	4,89	5,31	0,00	0,00	0,00	0,00	4,08	0
T-2			ТДН-10000/110	110/6	10	2003	95	2,47	2,04	6,55	2,87	1,92	5,50	6,43	5,83	5,87	1,74		
8	ПС 110 кВ Кахун	110/10	T-1	ТМН-6300/110	110/10	6,3	1981	83	2,12	1,92	2,71	3,33	3,01	3,50	0,00	2,43	2,87	3,18	0
T-2			ТМН-6300/110	110/10	6,3	1989	78	3,91	5,28	4,25	4,48	5,50	0,00	6,40	3,16	3,67	3,56		
9	ПС 110 кВ Прохладная-1	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1977	57	8,61	8,41	12,48	13,69	14,49	10,34	10,04	8,72	12,09	12,94	4,6
T-2			ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1985	58	13,36	13,36	7,62	8,56	8,39	6,80	15,65	13,66	7,90	12,01		
10	ПС 110 кВ Майская	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110	110/35/10	10	1970	59	6,67	0,00	0,00	5,98	7,10	0,00	0,00	7,06	7,20	6,83	2,15
T-2			ТДТН-16000/110	110/35/10	16	1972	88	5,41	10,87	12,71	4,07	6,38	10,51	12,35	7,63	6,32	7,59		

Таблица 6 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
						1	ПС 110 кВ Долинск	T-1	ТРДН-25000/110	1987	82	1,2
T-2	ТРДН-25000/110	1980	90	1,2	1,2	1,15		1,08	1,00	0,91	0,82	
T-3	ТРДН-25000/110	2010	93	1,25	1,25	1,25		1,25	1,20	1,15	1,08	
2	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТМН-6300/110	1985	92	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДН-10000/110	1981	76	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
3	ПС 110 кВ Чегем-2	T-1	ТДТН-16000/110	1987	64	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДТН-16000/110	1988	64	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
4	ПС 110 кВ Водозабор	T-1	ТМН-6300/110	1982	56	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТМН-6300/110/	1982	54	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
5	ПС 110 кВ Баксан -110	T-1	ТДТН-16000/110	1988	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДТН-16000/110	1988	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
6	ПС 110 кВ Малка	T-1	ТДТН-10000/110	1976	65	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДТН-25000/110	1984	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
7	ПС 110 кВ Нарткала	T-1	ТМН-6300/110	1989	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДН-10000/110	2003	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08	
8	ПС 110 кВ Кахун	T-1	ТМН-6300/110	1981	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТМН-6300/110	1989	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
9	ПС 110 кВ Прохладная-1	T-1	ТДТН-16000/110	1977	57	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
T-2		ТДТН-16000/110	1985	58	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
10	ПС 110 кВ Майская	T-1	ТДТН-10000/110	1970	59	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1972	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 7 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Долинск	2022	34,7	ПС 110 кВ Долинск	ТУ на ТП менее 670 кВт (108 шт.)			2023	4,89	1,20	0,4	0,49	37,99	37,99	37,99	37,99	37,99	37,99
				ПС 110 кВ Долинск	ООО «Специализированный застройщик «Диск»	38672/2023	29.03.2023	2023	4	0	10	1,6						
				ПС 110 кВ Долинск	АММИК-ГТГ ООО	8857/2020	26.05.2020	2023	1,2	0	10	0,48						
				ПС 110 кВ Долинск	ИП Теуважуков Залимхан Хачимович	12616/2021	12.07.2021	2023	1,00	0	10	0,40						
2	ПС 110 кВ ПТФ	2022	9,36	ПС 110 кВ ПТФ	ТУ на ТП менее 670 кВт (96 шт.)			2023	1,123	0,050	0,4	0,112	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16
				ПС 110 кВ ПТФ	Сады Нальчика ООО	80/2019	11.04.2019	2023	1,20	0	6	0,600						
3	ПС 110 кВ Чегем-2	2022	20,5	ПС 110 кВ Чегем-2	ТУ на ТП менее 670 кВт (56 шт.)			2023	0,331	0,004	0,4	0,331	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
				ПС 35 кВ Чегем-1	ТУ на ТП менее 670 кВт (27 шт.)			2023	0,543	0,421	0,4	0,543						
				ПС 35 кВ Н.Чегем	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2023	0,054	0	0,4	0,054						
				ПС 35 кВ Лечинкай	ТУ на ТП менее 670 кВт (45 шт.)			2023	0,476	0	0,4	0,048						
4	ПС 110 кВ Водозабор	2022	6,34	ПС 110 кВ Водозабор	ТУ на ТП менее 670 кВт (12шт.)			2023	2,226	0,015	0,4	0,223	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
5	ПС 110 кВ Баксан-110	2022	19,45	ПС 110 кВ Баксан-110	ТУ на ТП менее 670 кВт (52 шт.)			2023	0,828	0	0,4	0,083	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
				ПС 35 кВ Баксан-35	ТУ на ТП менее 670 кВт (43 шт.)			2023	0,509	0,325	0,4	0,051						
				ПС 35 кВ Куркужин	ТУ на ТП менее 670 кВт (22 шт.)			2023	0,860	0,044	0,4	0,086						
				ПС 35 кВ Кр.Константиновка	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2023	0,583	0,159	0,4	0,058						
				ПС 35 кВ Баксаненок	ТУ на ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2023	0,271	0,019	0,4	0,027						
6	ПС 110 кВ Малка	2019	13,6	ПС 110 кВ Малка	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2023	0,127	0,025	0,4	0,013	14,65	14,65	14,65	14,65	14,65	14,65
				ПС 110 кВ Малка	ООО «Ставропольский Фермер»	658/2018	29.12.2018	2023	1,890	0	10	0,945						
				ПС 35 кВ Залукодес	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2023	0,269	0,002	0,4	0,027						
				ПС 35 кВ Сармаково	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2023	0,212	0,012	0,4	0,021						
7	ПС 110 кВ Нарткала	2021	7,76	ПС 110 кВ Нарткала	ТУ на ТП менее 670 кВт (32 шт.)			2023	1,350	0,015	0,4	0,135	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91
8	ПС 110 кВ Кахун	2022	8,5	ПС 110 кВ Кахун	ТУ на ТП менее 670 кВт (53 шт.)			2023	0,740	0	0,4	0,074	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
9	ПС 110 кВ Прохладная-1	2019	25,69	ПС 110 кВ Прохладная-1	ТУ на ТП менее 670 кВт (0 шт.)			2023	0	0	0,4	0	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
				ПС 35 кВ Н-Полтавская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2023	0,209	0	0,4	0,021						
				ПС 35 кВ Саратовская	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2023	0,333	0,009	0,4	0,033						
				ПС 35 кВ Солдатская	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2023	0,320	0,015	0,4	0,032						
				ПС 35 кВ Пролетарская	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2023	0,276	0,015	0,4	0,028						
				ПС 35 кВ Прималкинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2023	0,045	0,037	0,4	0,005						
				ПС 35 кВ Заречная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2023	0,010	0,005	0,4	0,001						
10	ПС 110 кВ Майская	2020	14,69	ПС 110 кВ Майская	ТУ на ТП менее 670 кВт (23 шт.)			2023	0,663	0	0,4	0,066	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
				ПС 35 кВ Н-Ивановская	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2023	0,014	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Красная Нива	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2023	0,003	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Александровская	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2023	0,179	0,136	0,4	0,018						
				ПС 35 кВ Пеньказавод	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2023	0,151	0	0,4	0,015						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 35 кВ Терекская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2023	0,004	0	0,4	0,001						

ПС 110 кВ Долинск.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 34,7 МВА. На основании акта технического освидетельствования ПС 110 кВ Долинск от 15.08.2019 в 2023 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 -6,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

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 11,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,29 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 на 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 трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,7 + 3,29 + 0 - 2 = 35,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при предполагаемой замене трех существующих трансформаторов на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от $S_{\text{днн}}$, что превышает $S_{\text{днн}}$ трансформатора.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 на два трансформатора мощностью не менее 35,99 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 реконструкцию ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 110/10/6 кВ

мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ПТФ.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,36 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 125,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 79,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,181.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,5 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 8,86 МВА (119 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,8 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Сады Нальчика» (от 20.03.2019 № 6631/2019/КБФ/НалРЭС заявленной мощностью 1,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый трансформатор номинальной мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,36 + 0,8 + 0 - 0,5 = 9,66 \text{ МВА},$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 129,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 81,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ПТФ расчетный объем ГАО составит 2,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,66 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Чегем-2.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,2^{\circ}\text{C}$ 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 1,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,156 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,5 + 0,156 + 0 - 0 = 20,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки 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 1,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,6 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водозабор.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 6,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в

работе трансформатора составит 102,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +21,8 °С 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 2,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 6,34 + 0,25 + 0 - 0 = 6,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водозабор расчетный объем ГАО составит 0,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,59 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Баксан-110.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 19,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +21,8 °С 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 3,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,34 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,45 + 0,34 + 0 - 0 = 19,79 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Баксан-110 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Баксан-110 расчетный объем ГАО составит 4,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Малка.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 13,6 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 121,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 48,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,117.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,05 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 составит 10,55 МВА (94 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,6 + 1,1 + 0 - 3,05 = 11,65 \text{ МВА,}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 104,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 41,7 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малка ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Малка расчетный объем ГАО составит 0,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 11,65 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 реконструкцию ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Нарткала.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,76 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 109,2 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 62,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 7,76 + 0,15 + 0 - 0 = 7,91 \text{ МВА},$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 111,3 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося

в работе трансформатора Т-2 составит 63,3 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нарткала ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Нарткала расчетный объем ГАО составит 0,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,91 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кахун.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 0,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,082 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 8,51 + 0,082 + 0 - 0 = 8,592 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кахун ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кахун расчетный объем ГАО составит 1,15 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,592 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ 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 10 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Прохладная-1.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 25,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 170,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,942.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,6 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 21,09 МВА (140 % от $S_{ддн}$), что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,132 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 25,69 + 0,132 + 0 - 4,6 = 21,2 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140,9 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прохладная-1 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прохладная-1 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 21,2 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ 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 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Майская.

Согласно данным в таблицах 5, 6, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 14,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 150,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 94,1 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +22,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,976.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 12,54 МВА (129 % от $S_{ддн}$), что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,014 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,112 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 14,69 + 0,112 + 0 - 2,15 = 12,65 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 129,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-1, в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 81 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Майская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Майская расчетный объем ГАО составит 2,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,65 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 реконструкцию ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории 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 2024–2029 годы

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

В таблице 8 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – 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	17,9	35	2024 2026	ПС 110 кВ Адыл-Су
2	Горнорудный комбинат	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	0,0	14,0	110	2023	ПС 110 кВ ЦРУ
3	Завод чистых полимеров в Майском районе КБР	ООО ПК «Этана»	0,0	10,7	110	2023	ПС 330 кВ Прохладная-2 ПС 110 кВ Майская ПС 110 кВ Прохладная/т

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на период 2024–2029 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1874	2009	2102	2113	2117	2126	2122
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	135	93	11	4	9	-4
Годовой темп прироста, %	–	7,20	4,63	0,52	0,19	0,43	-0,19

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики прогнозируется на уровне 2122 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составил 2,00 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 135 млн кВт·ч или 7,20 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,19 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 8.

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 всепогодного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус»;
- вводом промышленных потребителей.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	319	326	327	328	328	328	328
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	7	1	1	0	0	0
Годовой темп прироста, %	–	2,19	0,31	0,31	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5875	6163	6428	6442	6454	6482	6470

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2029 году прогнозируется на уровне 328 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,19 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 17 МВт или 2,19 %, что обусловлено развитием туристско-рекреационного комплекса и вводом новых предприятий сельскохозяйственного назначения; в период 2027–2029 годов прирост мощности не планируется.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется к 2029 году на уровне 6470 час/год против 5875 в 2023 году.

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 2024–2029 годов предусматриваются на малых ГЭС в объеме 46,6 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Кабардино- Балкарской Республики	–	–	23,4	–	–	23,2	–	46,6
ГЭС	–	–	23,4	–	–	23,2	–	46,6

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2029 году составит 266,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики представлена на рисунке 6.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7	266,7
ГЭС	198,1	198,1	221,5	221,5	221,5	244,7	244,7
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0

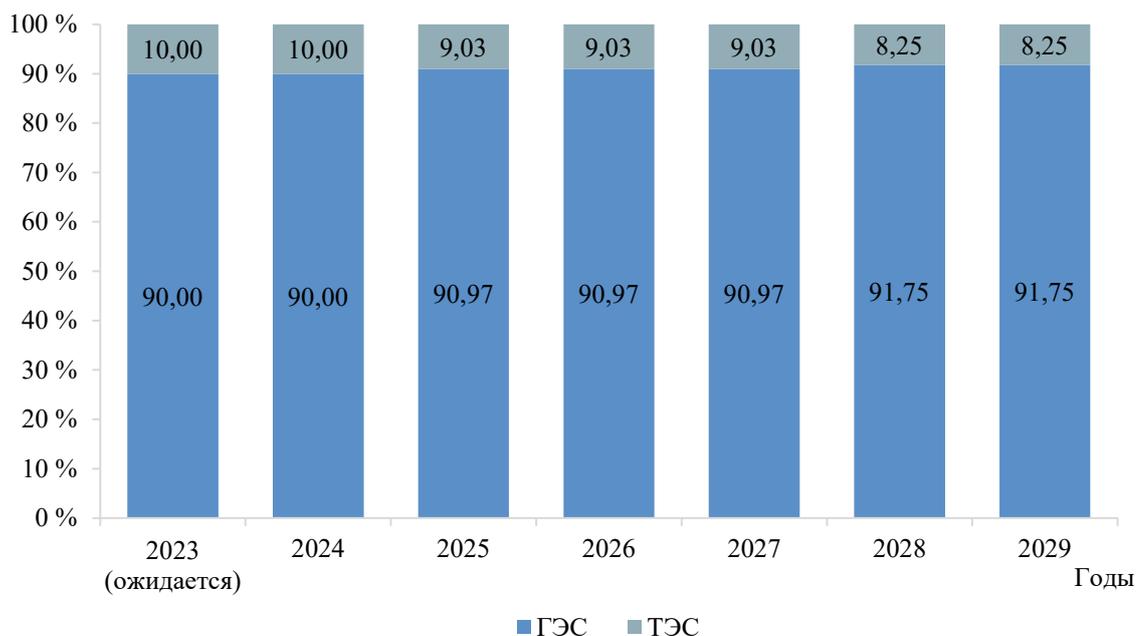


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

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 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории 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 13 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 13 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС – Псыгансу на Черекскую ГЭС ориентировочной протяженностью 0,83 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	2×0,83	–	–	–	–	1,66	Обеспечение выдачи мощности Черекской ГЭС	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»	–	23,4
2	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 потребителей ООО «Каббалкгипс»	ООО «Каббалкгипс»	–	6,56
3	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				
4	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 потребителей ООО Промышленный комплекс «Этана»	ООО Промышленный комплекс «Этана»	–	10,65
5	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				
6	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 потребителей ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	–	14
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам ориентировочной протяженностью 7 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14				
8	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 25МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	–	17,91
9	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»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Сады Нальчика»	ООО «Сады Нальчика»	–	1,2

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
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 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 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
8	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»	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
9	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 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

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 15 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 15 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Верхнебаксанской ГЭС трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	110	МВА	–	–	–	–	–	1×32	–	32	Верхнебаксанская ГЭС	ПАО «РусГидро»	23,2
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 Республики Кабардино-Балкария, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 09.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@;

3) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Северный Кавказ» письмом от 16.03.2023 № МР8/ДЛ/01/231 «О предоставлении актуализированных исходных данных к СиПР ЭЭС 2024-2029»;

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

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

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

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Республики Кабардино-Балкария осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 96 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Кабардино-Балкария).

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

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

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

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

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

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

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

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

¹ Приказ государственного Комитета Кабардино-балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору от 28.11.2022 № 251.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом государственного Комитета Кабардино-Балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору от 28.11.2022 № 252 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1], на основании фактических данных за 2022 год.

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

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

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

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

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	7,2 %	4,6 %	0,5 %	0,2 %	0,4 %	-0,2 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из

утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Кабардино-Балкария представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Кабардино-Балкария (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	642	645	624	79	226	78
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	498	522	636	92	148	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	80	85	1570	342	4	4

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Кабардино-Балкария 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 19 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 19 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Кабардино-Балкария 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	4,5	4,8	5,1	5,3	5,5	5,7
НВВ	млрд руб.	5,6	5,6	5,4	6,7	6,8	6,3

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,1	0,7	0,3	1,3	1,3	0,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,4
Среднегодовой темп роста	%	—	103	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,3	3,2	3,9	4,0	3,7
Среднегодовой темп роста	%	—	96	97	122	102	92
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,7	0,4	0,2	0,8	0,8	0,3

ПВВ, НВВ
млрд руб.

ΔНВВ
млрд руб.

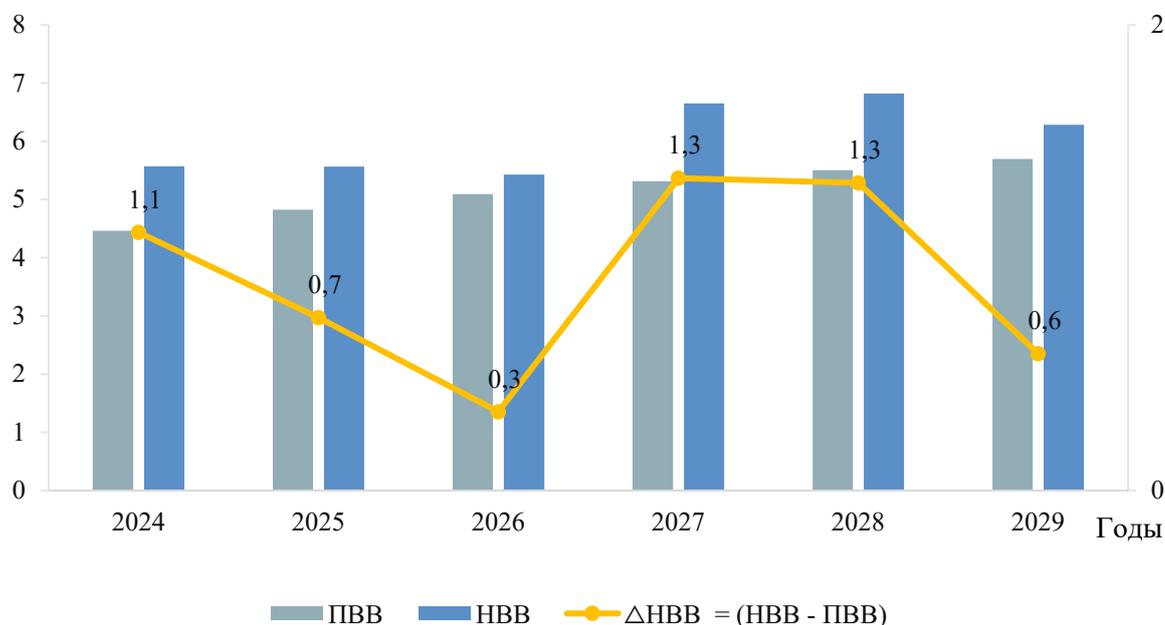


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Кабардино-Балкария при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 19, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Кабардино-Балкария при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности недостаточность выручки определена во всех рассматриваемых сценариях темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, 2, 3). Дефицит финансирования в указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет от 0,1 до 1,3 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

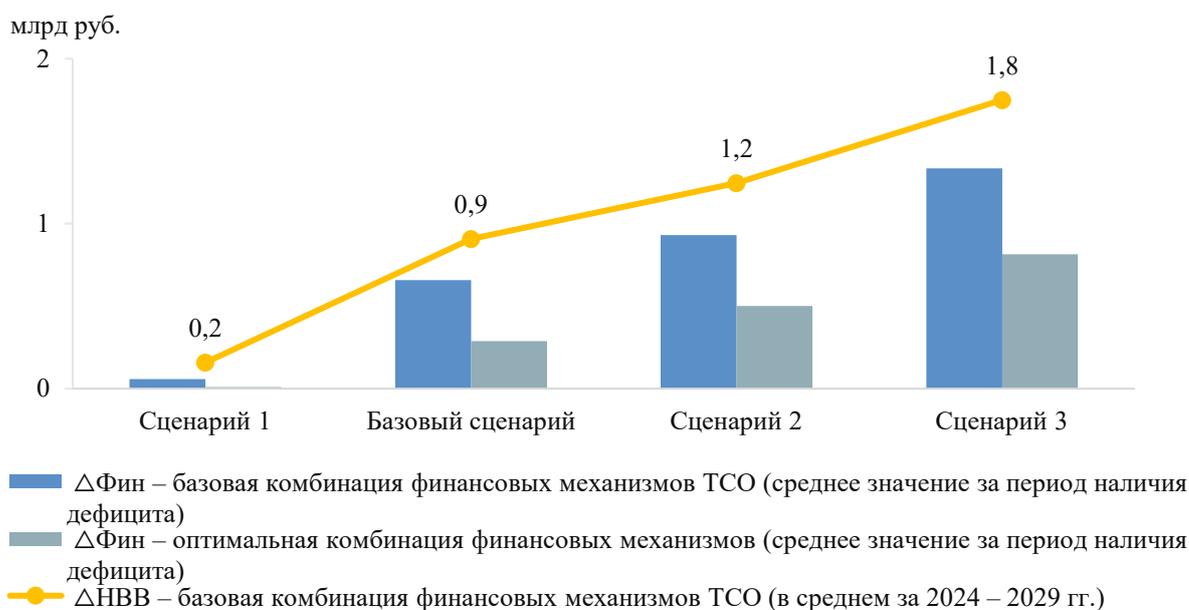


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	53 %	76 %	86 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде сохраняется недостаточность тарифного регулирования во всех сценариях при значительных объемах бюджетного финансирования (таблица 20), что связано с ростом прогнозных капитальных вложений, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, а также высокими планируемыми объемами ввода объектов

основных средств в эксплуатацию в 2023 году на территории субъекта Российской Федерации, в соответствии с инвестиционными программами организаций.

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 2029 году в объеме 2122 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,00 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2029 году увеличится и составит 328 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,19 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6163–6482 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 46,6 МВт на малых ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2029 году составит 266,7 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 18,71 км, трансформаторной мощности 488 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики													
Мухольская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	PO-140-60		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	PO-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	PO-110-B-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	PO-110-B-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	PO-115/872ж-B-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	PO-115/872ж-B-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	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		1	PO-45-3123-B		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	AP-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
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	AP-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	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–									
		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	
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	
Установленная мощность, всего		–	–		65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	
Зарагужская 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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
		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	ПАО «РусГидро»												
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–							5,8	5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		3	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		4	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–								23,2	23,2	
Черекская ГЭС (Псыгансу)	ПАО «РусГидро»												
		1-3	Гидротурбина вертикальная поворотнo-лопастная (код ГТП GVIE1691)	–				23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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	–	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	344,88	344,88
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	344,88	344,88
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 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	140,46	140,46

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
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	106,88	106,88
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 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	214,15	214,15
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 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	344,88	344,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
7	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 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	140,46	140,46
8	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	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»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2023	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	44,04	43,30
9	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	2028	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	134,76	134,76

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
10	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 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	242,91	242,91

Примечания

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

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