

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И  
КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

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 .....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	23
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 .....	23
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	25
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	25

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	27
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	30
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Адыгея .....	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	35
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
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	40
7.1	Основные подходы.....	40
7.2	Исходные допущения.....	41
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	44
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	45
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	47
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	49
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	50
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	51
	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 .....	52
--	----

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИА	–	исполнительный аппарат
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МЭС	–	магистральные электрические сети
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РА	–	режимная автоматики
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
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТМ	–	телемеханика

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
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
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на 2024–2029 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Адыгея»;
- книга 2 «Краснодарский край».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края 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 потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края 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 Республики Адыгея и Краснодарского края на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Республика Адыгея и Краснодарский край.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Адыгея и Краснодарского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Юга – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Адыгея и Краснодарского края;

– ПАО «Россети Кубань» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Республики Адыгея и Краснодарского края.

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края связана с энергосистемами:

– Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Карачаево-Черкесской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Крым и г. Севастополя (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.;

– Грузии (Грузинская государственная электросистема): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Республики Абхазия (Черноморэнерго): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

На территории Республики Адыгея крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

### **1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей**

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, на 01.01.2023 составила 180,7 МВт, в том числе: ГЭС – 9,8 МВт, ТЭС – 12,0 МВт, ВЭС – 150,0 МВт, СЭС – 8,9 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	180,7	–	–	–	–	180,7
ГЭС	9,8	–	–	–	–	9,8
ТЭС	12,0	–	–	–	–	12,0
ВИЭ – всего	158,9	–	–	–	–	158,9
ВЭС	150,0	–	–	–	–	150,0
СЭС	8,9	–	–	–	–	8,9

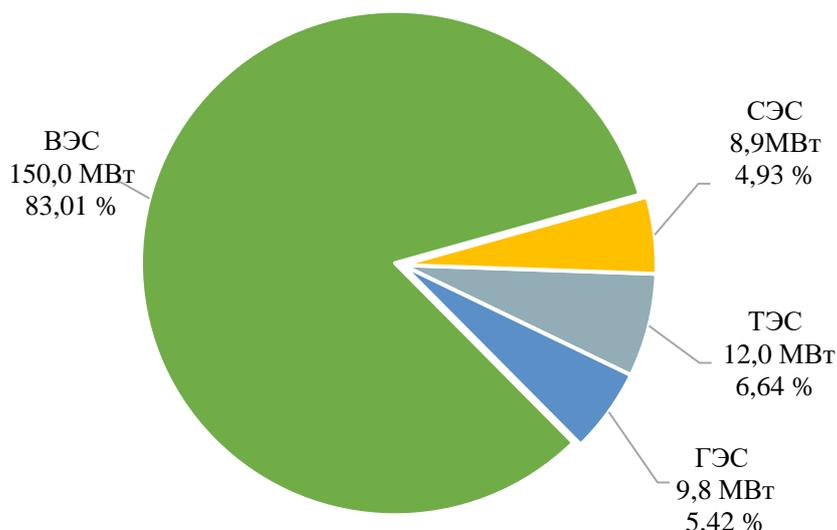


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея приведена в таблице 2 и на рисунках 2, 3.

Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27708	27628	27421	29961	31049
Годовой темп прироста, %	2,66	-0,29	-0,75	9,26	3,63
Максимум потребления мощности, МВт	4918	4559	4982	5593	5466
Годовой темп прироста, %	-2,36	-7,30	9,28	12,27	-2,27
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5634	6060	5504	5357	5680
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	11.07 15:00	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	30,1	27,8	29,6	29,6	27,4
<i>Республика Адыгея</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1497	1491	1500	1625	1646
Годовой темп прироста, %	0,20	-0,40	0,60	8,33	1,29
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,4	5,4	5,5	5,4	5,3
Потребление мощности (совмещенное) Республики Адыгея на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	255	254	255	268	263
Годовой темп прироста, %	0,39	-0,39	0,39	5,10	-1,87
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,2	5,6	5,1	4,8	4,8
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5871	5870	5882	6063	6259

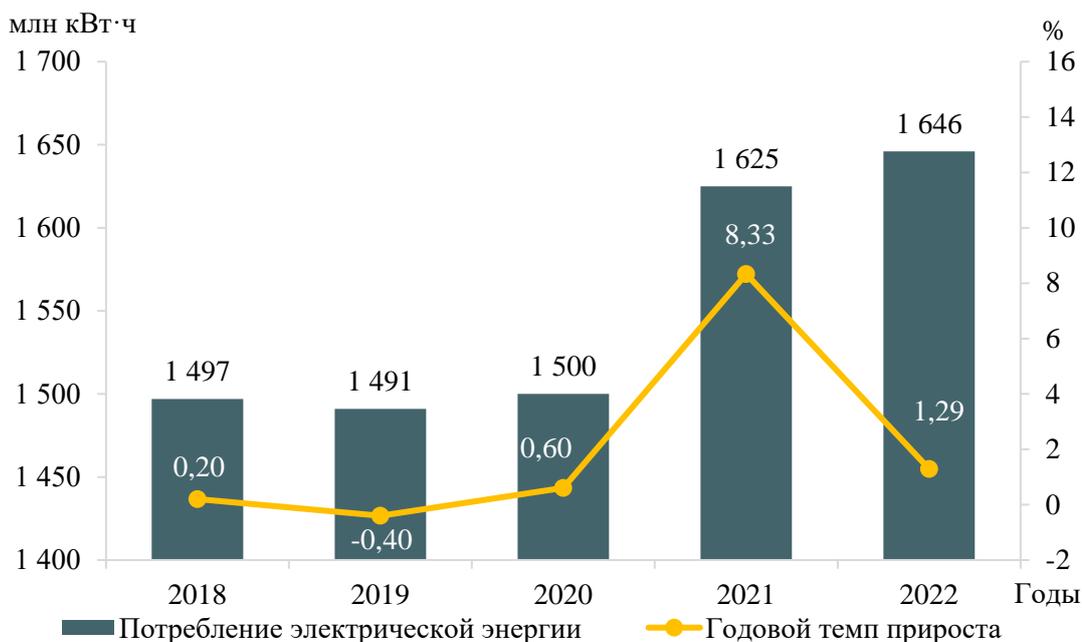


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста

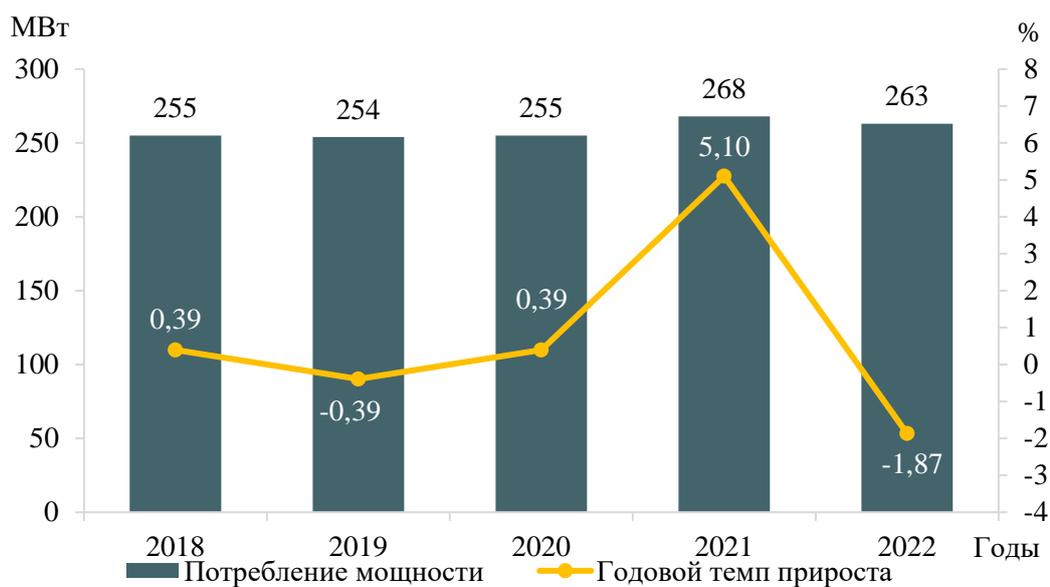


Рисунок 3 – Потребление мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 4060 млн кВт·ч и составило в 2022 году 31049 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,84 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,26 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,75 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 429 МВт и составил 5466 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,65 %.

Краснодарский край, наравне с Крымом, является основным курортом страны. Поэтому особенностью энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

является прохождением максимальных значений потребления мощности в дневные часы летнего периода. Величина максимума зависела в основном от численности отдыхающих в период летних отпусков, на увеличение которого в последние 2 отчетных года сказалась эпидемиологическая ситуация в мире. Максимумы потребления мощности в зимние периоды на 8–13 % ниже годового максимума.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,27 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности составило 7,30 % в 2019 году.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея увеличилось на 152 млн кВт·ч и составило в 2022 году 1646 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,96 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,33 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 0,40 %.

Доля Республики Адыгея в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 5,3–5,5 %.

За период 2018–2022 годов потребление мощности Республики Адыгея выросло на 9 МВт и составило 263 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,70 %, что почти в 2,3 раза ниже, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края. Следует отметить, что уровень потребления мощности Республики Адыгея на протяжении всего ретроспективного периода оставался практически неизменным, за исключением 2021–2022 годов.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,10 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности 1,87 % в 2022 году.

Доля Республики Адыгеи в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 4,8–5,6 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Адыгея не оказывает влияние на режим энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

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

- увеличением потребления в обрабатывающих производствах;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Адыгея приведен в таблице 3, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Адыгея приведен в таблице 4.

Таблица 3 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Шапсуг от ВЛ 110 кВ Афипская – Октябрьская I	ПАО «Россети Кубань»	2020	21,46 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Шапсуг от ВЛ 110 кВ Афипская – Октябрьская II	ПАО «Россети Кубань»	2020	21,46 км

Таблица 4 – 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ветропарк	АО «ВетроОГК»	2019	2×80 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Шапсуг	ПАО «Россети Кубань»	2020	2×40 МВА
3	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Адыгейская	ПАО «Россети Кубань»	2021	2×25 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

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

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и внеочередного контрольного замера. В таблице 5 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 5 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С	
		ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края	Центральный энергорайон
2018	19.12.2018	3,6	1,4
	20.06.2018	29,5	29
	01.08.2018 <sup>1)</sup>	34,4	34,4
2019	18.12.2019	7,5	6,0
	19.06.2019	27,5	27,2
2020	16.12.2020	3,6	1,9
	17.06.2020	29,6	30
	07.07.2020 <sup>1)</sup>	35,8	35,8
2021	20.01.2021 <sup>1)</sup>	-6,9	-6,9
	16.06.2021	29,6	30,8
	20.07.2021 <sup>1)</sup>	35,6	35,6
	15.12.2021	7,9	4,9
2022	15.06.2022	22,2	21,2
	21.12.2022	1,6	-1,1

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены температуры в дни дополнительных контрольных замеров.

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 Кубань»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Кубань» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 6 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 7 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 8 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 6 – 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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , 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.	
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края																			
1	ПС 110 кВ Шовгеновская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1972	75	9,82	9,15	9,6	10,6	13,3	9,92 <sup>1)</sup>	9,4	11,8	15,29	12,16	11
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1976	75	7,71	9,15	7,9	9,7	11	6,38 <sup>1)</sup>	9,28	10,2	11,9	7,5	
2	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110-80-У1	115/38,5/11	16	1985	50	12,74	13,32	15,7	14,96	12,57	14,50	15,53	19,16 <sup>1)</sup>	17,81	13,62	0
Центральный энергорайон																			
3	ПС 110 кВ ИКЕА	110/10	T-1	ТРДН-25000/110У1	115/11/11	25	2014	75	11,89	10,91	10,91	14,1	9,12	14,95	13,85	15,55	19,44 <sup>1)</sup>	8,87	0
		110/10	T-2	ТРДН-25000/110У1	115/11/11	25	2014	75	7,72	5,77	5,61	5,99	11,61	7,84	7,16	12,87	12,91 <sup>1)</sup>	12,77	
4	ПС 110 кВ Термнефть	110/10	T-1	ТДН-16000/110-76У1	115/11	16	1984	87,5	5,95	6,64	7,48	7,74	6,46	8,26	8,26	8,99	10,57 <sup>1)</sup>	5,76	0
		110/10	T-2	ТДН-16000/110-76У1	115/11	16	1990	87,5	5,35	8,17	6,41	6,41	10,00	9,32	7,70	11,37	11,84 <sup>1)</sup>	8,64	
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	110/10	T-1	ТМ-6300/110/10	115/11	6,3	1979	87,5	0,86	2,11	2,12	1,15	1,54	1,14	1,01	1,08	1,86 <sup>1)</sup>	1,34	0
		110/10	T-2	ТМ-6300/110/10	115/11	6,3	1976	87,5	2,86	3,64	3,42	3,98	3,39	3,33	3,01	2,95	4,21 <sup>1)</sup>	3,23	
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	110/35/10	T-3	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1976	75	10,33	6,33	7,27	8,24	5,20	13,17	7,88	8,04	11,09	4,14	0
		110/35/10	T-4	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1976	100	0,00	0,33	0,32	1,07	1,58	0,00	0,00	0,14	0,27	0,36	

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера.

Таблица 7 – 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
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ Шовгеновская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1972	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1976	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Октябрьская	T-2	ТДТН-16000/110-80-У1	1985	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Центральный энергорайон												
3	ПС 110 кВ ИКЕА	T-1	ТРДН-25000/110У1	2014	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110У1	2014	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Термнефть	T-1	ТДН-16000/110-76У1	1984	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-76У1	1990	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	T-1	ТМ-6300/110/10	1979	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110/10	1976	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	T-3	ТДТН-10000/110/35/10	1976	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-4	ТДТН-10000/110/35/10	1976	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 8 – 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 <sub>ном</sub> 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 ИКЕА	32,356	2021	ПС 110 кВ ИКЕА	Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»	21200-21-00628170-1	03.02.2022	2024	10	0	10	7	64,32	64,32	64,32	64,32	64,32	64,32	
					Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»	21200-21-00688126-1	03.02.2022	2024	30	0	10	21							
					Индивидуальный предприниматель Анисимов Вадим Георгиевич	21101-21-00695428-1	20.01.2022	2024	1	0	10	0,4							
					ТУ на ТП менее 670 кВт (51 шт.)			2024	3,6721	0	–	0,367							
2	ПС 110 кВ Октябрьская	19,16	2020	ПС 110 кВ Октябрьская	Физ. лицо	21101-22-00730376-1	03.06.2022	2024	1	0	10	0,2	19,867	19,867	19,867	19,867	19,867	19,867	
					ТУ на ТП менее 670 кВт (53 шт.)			2024	1,704	0,003	0,4–10	0,170							
					ПС 35 кВ Восход	ТУ на ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,183	0	0,4							0,018
					ПС 35 кВ Энем	ТУ на ТП менее 670 кВт (71 шт.)			2024	2,479	0	10							0,248
3	ПС 110 кВ Термнефть	22,41	2021	ПС 110 кВ Термнефть	ТУ на ТП менее 670 кВт (170 шт.)			2024	5,721	0	–	0,572	23,046	23,046	23,046	23,046	23,046	23,046	
4	ПС 110 кВ Шовгеновская	27,19	2021	ПС 110 кВ Шовгеновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,445	0,015	0,4–10	0,045	27,292	27,292	27,292	27,292	27,292	27,292	
					ПС 35 кВ Дондуковская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,263	0	0,4							0,026
					ПС 35 кВ Егерухай	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,065	0,01	0,4							0,007
					ПС 35 кВ Зарево	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,144	0	0,4							0,014
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	6,07	2021	ПС 110/10 кВ Водохранилище	Физ. лицо	21105-23-00789456-1	21.02.2023	2024	1	0	10	0,4	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	
					ТУ на ТП менее 670 кВт (44 шт.)			2024	2,122	0	0,4–10	0,212							
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	13,17	2018	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	–	–	–	–	–	–	–	–	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	13,17	

### ПС 110/10 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 6,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,122 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,68 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 6,07 + 0,68 + 0 - 0 = 6,75 \text{ МВА.}$$

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

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водохранилище ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водохранилище расчетный объем ГАО составит 1,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,75 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110/35/10 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 13,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +29 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,919.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110/35/10 кВ Водохранилище отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 13,17 + 0 + 0 - 0 = 13,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110/35/10 кВ Водохранилище ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ Водохранилище объем ГАО составит 3,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 13,17 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шовгеновская.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 27,19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 198 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 16,19 МВА (117,7 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,917 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,102 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,19 + 0,102 + 0 - 11 = 16,292 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шовгеновская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шовгеновская расчетный объем ГАО составит 2,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,292 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 19,16 МВА, что соответствует 140 % от  $S_{\text{ддн}}$ , и превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,366 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,707 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,16 + 0,707 + 0 - 0 = 19,867 \text{ МВА.}$$

Таким образом, нагрузка трансформатора составит 145 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Октябрьская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения

длительно допустимой перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 6,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый трансформатор мощностью не менее 19,867 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Термнефть.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 22,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 163 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,722 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,636 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,41 + 0,636 + 0 - 0 = 23,046 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 168 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Термнефть ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Термнефть расчетный объем ГАО составит 9,29 МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Термнефть составила 25,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 188 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,76 + 0,636 + 0 - 0 = 26,396 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 193 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Термнефть ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Термнефть расчетный объем ГАО составит 12,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,396 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ ИКЕА.

Согласно данным в таблицах 6, 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 32,356 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при повышенном износе изоляции при ТНВ +35,6 °С составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 44,672 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 31,964 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,356 + 31,964 + 0 - 0 = 64,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 232 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ИКЕА ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ИКЕА расчетный объем ГАО составит 36,55 МВА.

В соответствии с ТУ на ТП Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик» (от 03.02.2022 № ИА-03/0022-21 и

№ ИА-03/0010-21 (договора от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1 и № 21200-21-00688126-1) заявленной мощностью 10 МВт и 30 МВт соответственно, II (вторая) категория надежности) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На основании вышеизложенного с учетом суммарной перспективной нагрузки на ПС 110 кВ ИКЕА, а также в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима при отключении 1 или 2 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ ИКЕА (схемно отключаются совместно с присоединенными трансформаторами без возможности перевода присоединений на неповрежденную СШ 110 кВ), необходима реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый. С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительных трансформаторов мощностью 2×40 МВА.

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

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 Республика Адыгея по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Республики Адыгея, 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 Республики Адыгея 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 9 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Адыгея, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 9 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Адыгея

№ 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	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	30,0	110	2024	ПС 110 кВ ИКЕА
2	Всесезонный экокурорт «Лаго-Наки»	ООО «Лагонаки»	0,0	22,0	10	2025	ПС 110 кВ Плато
3	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	10,0	110	2024	ПС 110 кВ ИКЕА

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31513	32785	34316	36013	36697	37406	37847
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1272	1531	1697	684	709	441
Годовой темп прироста, %	–	4,04	4,67	4,95	1,90	1,93	1,18
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1672	1682	1780	1896	1928	1934	1939
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	10	98	116	32	6	5
Годовой темп прироста, %	–	0,60	5,83	6,52	1,69	0,31	0,26
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,3	5,1	5,2	5,3	5,3	5,2	5,1

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 37847 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2026 году и составит 1697 млн кВт·ч или 4,95 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 441 млн кВт·ч или 1,18 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется на уровне 1939 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется в 2026 году и составит 116 млн кВт·ч или 6,52 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 5 млн кВт·ч или 0,26 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 9.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в Республике Адыгея обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением объемов жилищного строительства;
- строительством курортного комплекса «Лаго-Наки»;
- развитием промышленных парков.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	5030	5083	5250	5545	5595	5709	5757
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	53	167	295	50	114	48
Годовой темп прироста, %	–	1,05	3,29	5,62	0,90	2,04	0,84
Число часов использования максимума потребления мощности (в зимний период), ч/год	6265	6450	6536	6495	6559	6552	6574
<b>СПРАВОЧНО</b>							
Максимум потребления мощности (в летний период), МВт	6057	6077	6276	6610	6671	6793	6851
Годовой темп прироста, %	–	0,33	3,27	5,32	0,92	1,83	0,85
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	288	290	297	303	307	307	308
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	2	7	6	4	0	1
Годовой темп прироста, %	–	0,69	2,41	2,02	1,32	0,00	0,33
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	–	5,7	5,7	5,5	5,5	5,4	5,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5801	5800	5993	6257	6280	6300	6295

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период) к 2029 году прогнозируется на уровне 5757 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,18 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 295 МВт или 5,62 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 48 МВт или 0,84 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума (в зимний период) к 2029 году прогнозируется на уровне 6574 ч/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Республики Адыгея к 2029 году прогнозируется на уровне 308 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,28 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 7 МВт или 2,41 %, что обусловлено началом ввода объектов всесезонного курорта и промышленных парков; в 2028 году прирост мощности не прогнозируется.

Доля Республики Адыгеи в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 5,7–5,4 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Адыгея в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования потребления мощности прогнозируется на уровне 6295 ч/год против 5800 ч/год в 2024 году.

В целом годовой режим потребления электрической энергии Республики Адыгея менее плотный, чем режим энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

Динамика изменения потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

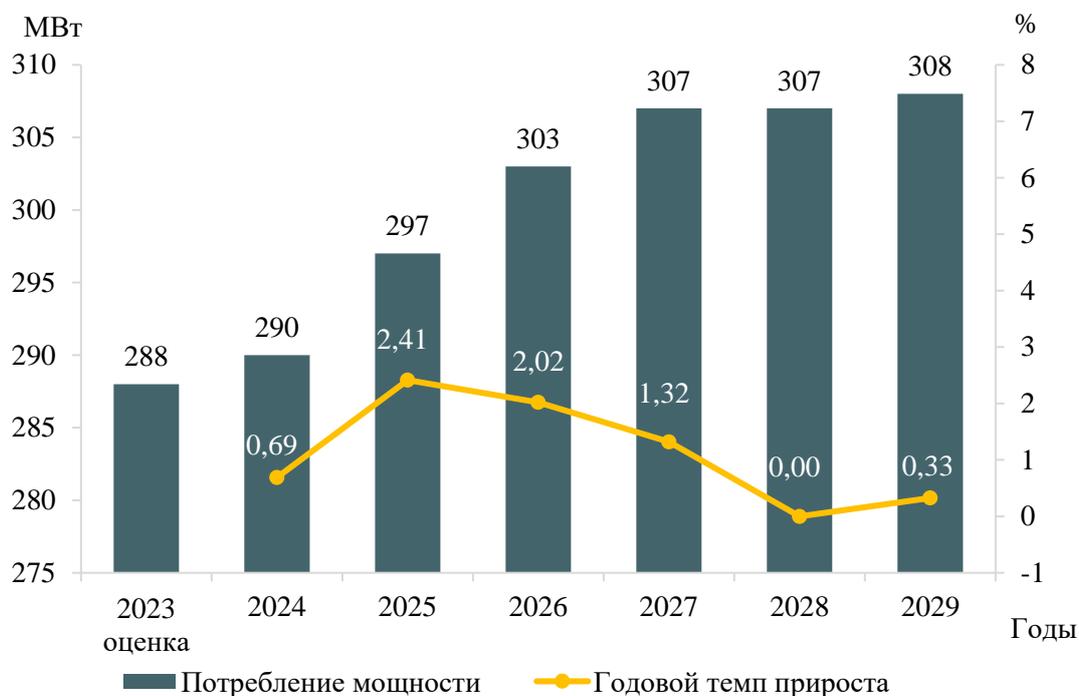


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

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

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 180,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, представлена в таблице 12. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, представлена на рисунке 6.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
ГЭС	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
ТЭС	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ВИЭ – всего	158,9	158,9	158,9	158,9	158,9	158,9	158,9
ВЭС	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
СЭС	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

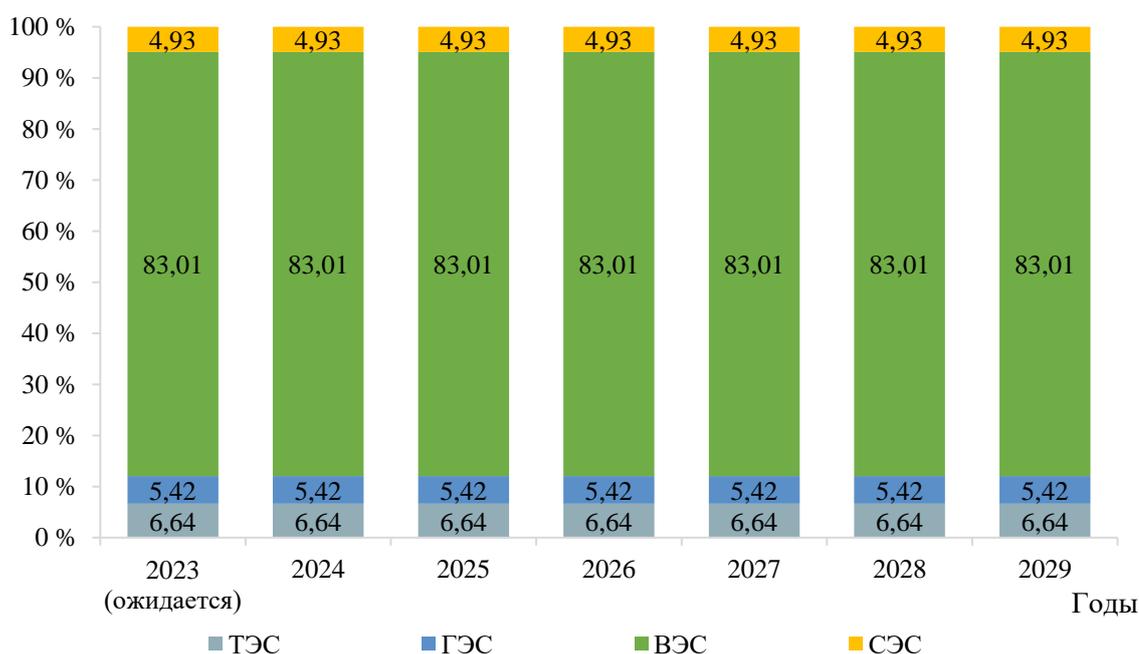


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, 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 Республики Адыгея 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 Республики Адыгея**

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 Республики Адыгея.

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 Республики Адыгея

№ 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 КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. <i>На территории Краснодарского края (справочно):</i> – строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА; – строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт - по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договор от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 7,14 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	7,14	–	–	–	–	–	–	7,14				
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой и ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС 110 кВ ИКЕА	ПАО «Россети Кубань»	110	км	12,94	–	–	–	–	–	–	12,94				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 2,57 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2,57	–	–	–	–	–	–	2,57				
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 2,88 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2,88	–	–	–	–	–	–	2,88				
6	Реконструкция ПС 110/10 кВ ИКЕА с установкой трансформаторов Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80				
7	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с увеличением трансформаторной мощности	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ИП Анисимов В.Г.	ИП Анисимов В.Г.	–	1
8	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д <sup>1)</sup>	72,9	15

№ 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
9	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода шин 110 кВ на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 680 А при ТНВ +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	–	22
10	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Лагонаки». Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	ООО «Лагонаки»	–	22
11	Строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	–	22
12	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Черемушки – Плато ориентировочной протяженностью 75 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×75	–	–	–	–	–	–	150				

Примечание – <sup>1)</sup> Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети».

### **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 Шовгеновская 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 Кубань»	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 Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище 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 Кубань»	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 ИКЕА с установкой третьего и четвертого трансформаторов напряжением 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»

## **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 Адыгея, 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 изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань» на 2018–2022 годы. Материалы размещены 26.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 19@ инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань», утвержденную приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 21@;

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

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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

В субъектах Российской Федерации Республика Адыгея, Краснодарский край (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 территориях рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 40 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Кубань» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 77 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «НЭСК-электросети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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 рассматриваемых субъектов 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, рассчитанных на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования

тарифов<sup>1</sup> и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету, по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, 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 группы<sup>2</sup>, 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 15.

---

<sup>1</sup> Приказ Министерства топливно-энергетического комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Краснодарского края от 25.11.2022 № 39/2022-э и от 27.12.2019 № 42/2019-э.

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 15 – 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/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
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 Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 25.11.2022 № 40/2022-Э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО рассматриваемых субъектов, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 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).

расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, 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 16.

Таблица 16 – 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	1,4 %	3,1 %	3,1 %	1,2 %	1,2 %	0,7 %

#### 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 рассматриваемых субъектов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых субъектов (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:	11946	12602	11845	7597	7429	7429
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	5179	5567	5598	1236	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	6765	9025	19126	10807	9031	9031

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 18 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 18 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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.	72,1	78,2	83,2	87,0	90,4	93,9
НВВ	млрд руб.	75,8	79,7	81,7	79,9	80,3	81,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,7	1,6	-1,5	-7,1	-10,2	-12,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9
Среднегодовой темп роста	%	–	105	103	103	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,5	3,5	3,4	3,3	3,4
Среднегодовой темп роста	%	–	102	99	97	99	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,5

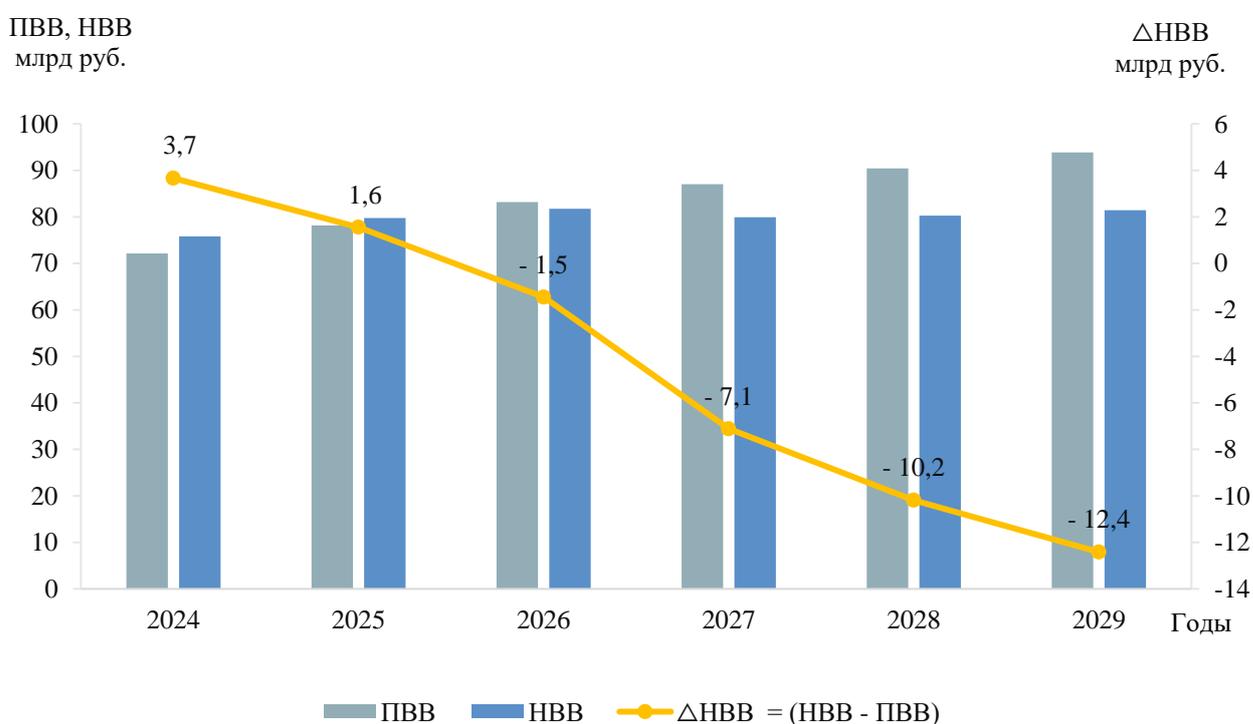


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 18, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях составляет 2,4 млрд руб. в год (за период наличия дефицита) и 6,1 млрд руб. в год (в среднем за 2024–2029 годы) соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

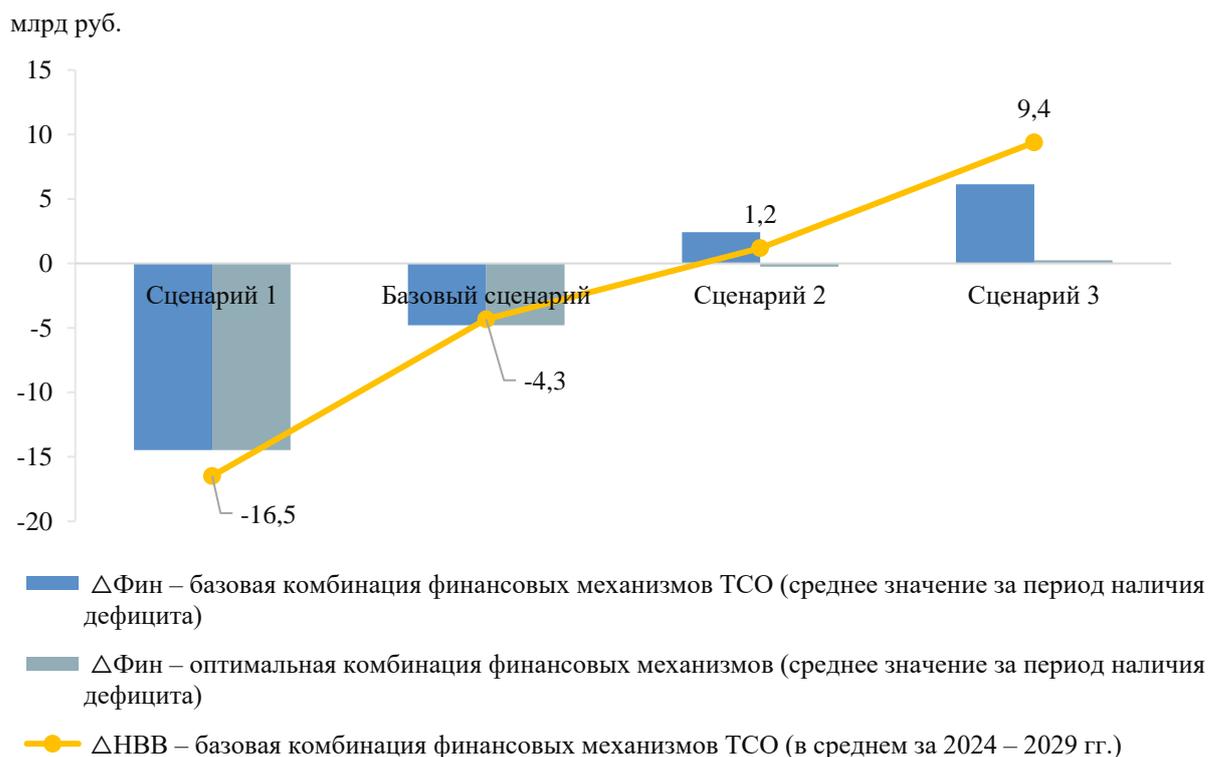


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях	7 %	17 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях	0 %	54 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемая на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 19). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию Республики Адыгея, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования Республики Адыгея, 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 Республики Адыгея оценивается в 2029 году в объеме 1939 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,37 %.

Потребление мощности Республики Адыгея к 2029 году составит 308 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,28 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Адыгея в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5800–6295 ч/год.

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 180,7 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование Республики Адыгея в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования Республики Адыгея.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 196,53 км, трансформаторной мощности 542 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. 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).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <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 Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Республики Адыгея													
Майкопская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			-									
		1	РО-45-В-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		2	РО-45-В-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		3	РО-45-В-150		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		4	РО-45-В-150		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Установленная мощность, всего		-	-		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
ТЭЦ ЗАО «Картонтара»	ЗАО «Картонтара» (ТЭЦ ЦКЗ г.Майкоп)			Газ									
		1	АПР-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АПР-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		-	-		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГЭС Адыгэнергострой	ОАО «Адыгэнергострой»			-									
		1	ГАЭ-625		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		-	-		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Адыгейская ВЭС	АО «ВетроОГК»			-									
		1	LP2 L100-2,5 (LP2)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2-9	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		10-11	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		12-20	LP2 L100-2,5 (LP2)		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		21-26	LP2 L100-2,5 (LP2)		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		27-28	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		29-34	LP2 L100-2,5 (LP2)		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		35-36	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		37-40	LP2 L100-2,5 (LP2)		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		41-51	LP2 L100-2,5 (LP2)		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		52-60	LP2 L100-2,5 (LP2)		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Установленная мощность, всего		-	-		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
Адыгейская СЭС	ООО «Возобновляемые источники энергии»			-									
		-	ФЭСМ		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		-	-		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Шовгеновская СЭС	ООО «Возобновляемые источники энергии»			-									
		-	ФЭСМ		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
Установленная мощность, всего		-	-		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Шовгеновская 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 Кубань»	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	215,51	215,51
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	107,77	107,77

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	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
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	210,41	210,41
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище 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 Кубань»	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	123,75	123,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
6	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой третьего и четвертого трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»	1299,91	812,82

#### Примечания

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

2<sup>2)</sup> 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.