

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2023–2028 ГОДЫ

РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края .....	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 на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	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
2.1.1 Майкопский энергоузел .....	14
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	16
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 .....	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	22
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	22
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	22
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 .....	28
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	29
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в Республике Адыгея и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	31
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 .....	38
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	41
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	47
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	48
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	49

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	50
--------------	--	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
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
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на 2023–2028 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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления на электрическую энергию и мощность.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 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 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 на электрическую энергию и мощность;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

## **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 электроэнергии 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;

– филиал 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 энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края**

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. Севастополь (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 01.01.2022 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.

Изменения и структура установленной мощности электростанций, расположенных на территории Республики Адыгея, 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, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	175,8	4,9	–	–	–	180,7
ГЭС	9,8	–	–	–	–	9,8
ТЭС	12,0	–	–	–	–	12,0
ВИЭ всего	154,0	4,9	–	–	–	158,9
ВЭС	150,0	–	–	–	–	150,0
СЭС	4,0	4,9	–	–	–	8,9

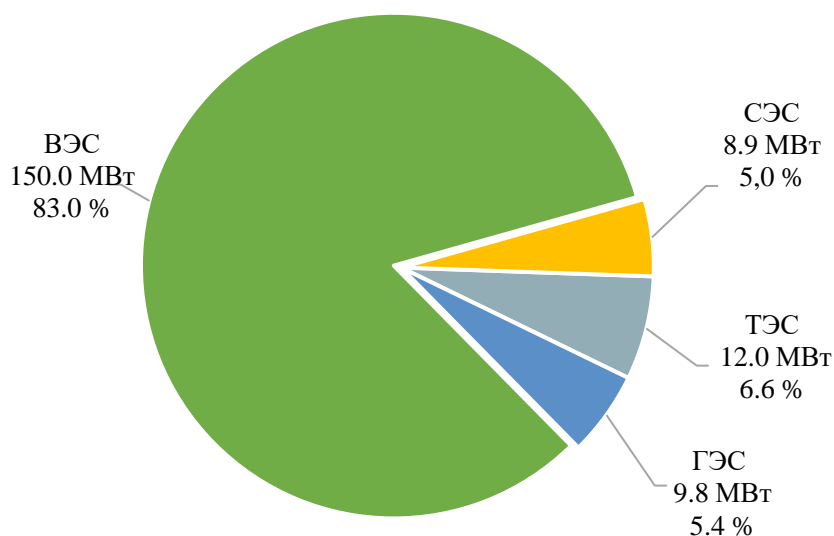


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций, расположенных на территории Республики Адыгея

#### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26989	27708	27628	27421	29961
Годовой темп прироста, %	0,10	2,66	-0,29	-0,75	9,26
Максимум потребления мощности, МВт	5037	4918	4559	4982	5593
Годовой темп прироста, %	9,52	-2,36	-7,30	9,28	12,27
Число часов использования максимума потребления мощности	5358	5634	6060	5504	5357
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	09.08 14:00	11.07 15:00	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	29,1	30,1	27,8	29,6	29,6
<i>В том числе по ЭЭС Республики Адыгея</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1494	1497	1491	1500	1625
Годовой темп прироста, %	0,47	0,20	-0,40	0,60	8,33
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,5	5,4	5,4	5,5	5,4
Потребление мощности, МВт	254	255	254	255	268
Годовой темп прироста, %	1,20	0,39	-0,39	0,39	5,10
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,0	5,2	5,6	5,1	4,8
Число часов использования максимума потребления мощности	5882	5871	5870	5882	6063

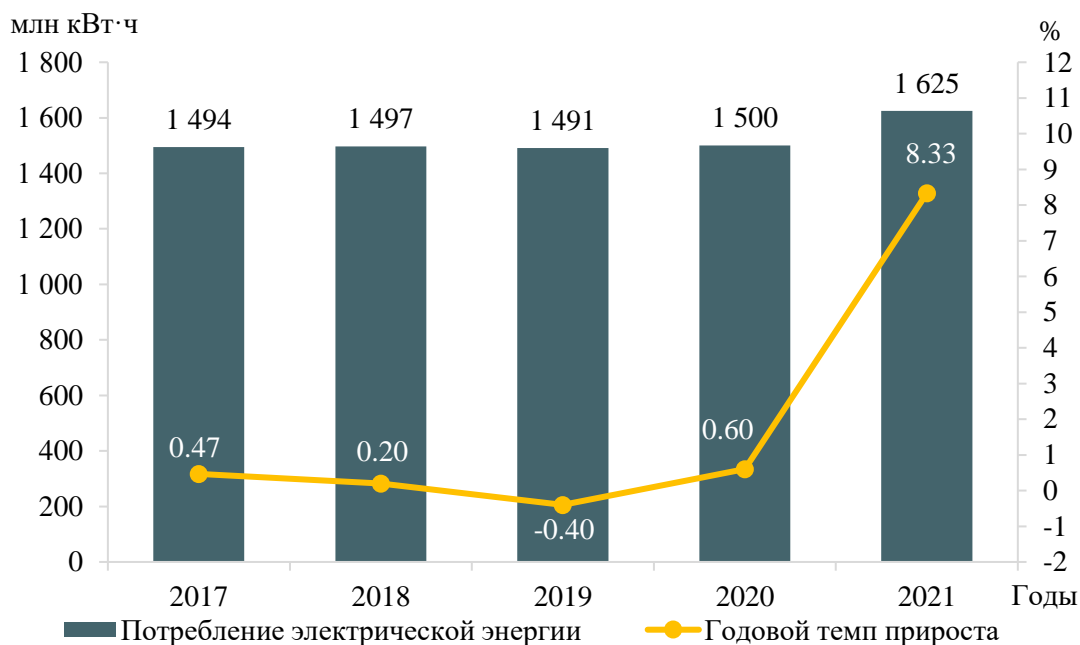


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии Республики Адыгея и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

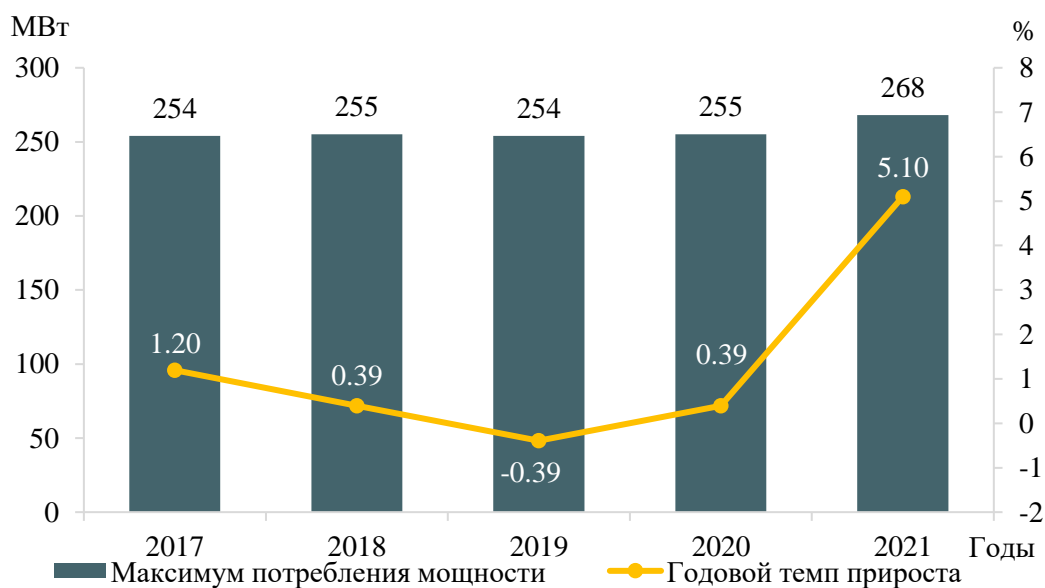


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 2999 млн кВт·ч и составило в 2021 году 29961 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,13 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,26 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,75 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 994 МВт и составил 5593 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,99 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,27 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности -7,30 % в 2019 году. Особенностью энергосистемы является прохождение годового максимума потребления мощности в летний период. Максимумы зимних периодов на 8–13 % ниже годового максимума.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Республики Адыгея увеличилось на 138 млн кВт·ч и составило в 2021 году 1625 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,79 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,33 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -0,40 %.

Доля Республики Адыгея в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края и в ретроспективный период находилась на уровне 5,4–5,5 %.

За период 2017–2021 годов потребление мощности Республики Адыгея выросло на 17 МВт и составил 268 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,32 %, что в 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 года.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,10 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности -0,39 % в 2019 году.

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

Режим электропотребления 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:

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в строительстве и производстве строительных материалов;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- увеличением потребления электрической энергии и мощности на собственные нужды электростанций.

### **1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет**

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	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2020	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 Майкопский энергоузел характеризуется рисками ввода ГАО.

#### **2.1.1 Майкопский энергоузел**

В таблице 5 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Майкопском энергорайоне.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Майкопского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Центральная – Северная в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемушки превышает ДДТН на величину до 33 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемушки составляет 530 А (133 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А (шины на ПС 220 кВ Черемушки)	Отсутствуют	Замена провода шин 110 кВ на ПС 220 кВ Черемушки, выполненных проводом АС-150, на провод с длительно-допустимой токовой нагрузкой не менее 507 А для +35 °С	Отсутствуют	Да

## 2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

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

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	5,4
	21.06.2017	19,8
2018	19.12.2018	6,9
	20.06.2018	28
2019	18.12.2019	12,3
	19.06.2019	29,3
2020	16.12.2020	3,5
	17.06.2020	25,3
2021	15.12.2021	13,4
	20.07.2021 <sup>1)</sup>	35,6

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.



#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Кубань»

По данным ПАО «Россети Кубань» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка нагрузочных 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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>1)</sup>	
1	ПС 110 кВ Водохранилище	110	Т-1	ТМ-6300/110/10	115	6,3	1979	82	1,21	0,86	2,11	2,12	1,15	1,43	1,14	1,01	1,08	1,86	-
		10			11				1,21	0,86	2,11	2,12	1,15	1,43	1,14	1,01	1,08	1,86	
		110	Т-2	ТМ-6300/110/10	115	6,3	1976	88	2,91	2,86	3,64	3,42	3,98	2,86	3,33	3,01	2,95	4,21	
		10			11				2,91	2,86	3,64	3,42	3,98	2,86	3,33	3,01	2,95	4,21	

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

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Водохранилище	Т-1	ТМ-6300/110/10	1979	82	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМ-6300/110/10	1976	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
		МВА	Год										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Водохранилище	6,06	2020	ПС 110 кВ Водохранилище	Общество с ограниченной ответственностью «СИТИ КОФЕ ВЛАДИВОСТОК»	41105-18-00435036-1	05.07.2018	2022	0,015	0	0,4	0,248	6,308	6,308	6,308	6,308	6,308	6,308
				ПС 110 кВ Водохранилище	Кат Азамат Хазретович	41105-20-00603102-1	28.12.2020	2022	0,07	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Саргсян Нарек Норикович	21105-21-00612820-1	09.03.2021	2022	0,15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Шкляева Анжелика Нурбиевна	11105-21-00627410-1	19.04.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Даниленко Галина Ивановна	11105-21-00627324-1	15.04.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Виноградова Людмила Анатольевна	11105-21-00627370-1	12.04.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Васильев Александр Васильевич	21105-20-00586336-1	26.10.2020	2022	0,12	0,015	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Наниз Юрий Шугайбович	41105-21-00642968-1	21.06.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Блягоз Асьет Даудовна	21105-21-00642380-1	05.07.2021	2022	0,03	0,015	0,4							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
		МВА	Год										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Водохранилище	Индивидуальный предприниматель Костышин Владимир Федорович	21105-21-00646966-1	01.07.2021	2022	0,15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Бжассо Аскербий Асланчериевич	41105-21-00653304-1	18.08.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Гатагу Нальбий Нухович	21105-21-00651220-1	17.08.2021	2022	0,15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Савенко Наталья Николаевна	21105-21-00660344-1	25.08.2021	2022	0,035	0,015	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Парфенов Александр Алексеевич	41105-21-00662948-1	11.10.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Шехель Аслан Хаджемусович	41105-21-00665610-1	15.10.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Мартиросян Артем Карапетович	21105-21-00673400-1	08.11.2021	2022	0,135	0,015	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Усманова Ирина Владимировна	11105-21-00681812-1	30.11.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Мамий Сусанна Байслановна	41105-21-00685096-1	27.01.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Шумен Руслан Гилимович	21105-21-00618906-1	06.04.2021	2022	0,15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Карапетян Асмик Вардановна	11105-21-00693060-1	27.12.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Хут Мариет Мадиновна	11105-21-00687328-1	06.12.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Емельянов Михаил Иванович	11105-21-00687688-1	09.12.2021	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Велиханян Элеонора Ларбековна	11105-22-00723714-1	11.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Духненко Александр Алексеевич	11105-22-00725600-1	18.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Бодрова Татьяна Николаевна	11105-22-00706484-1	25.02.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	ООО «МЕТАН МОТОРС ЮГ»	21105-22-00706824-1	01.03.2022	2023	0,5	0	10							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Нечепуренко Александр Владимирович	11105-22-00726388-1	18.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Угримова Зинаида Алексеевна	41105-22-00704106-1	28.03.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Сухомлинов Александр Сергеевич	21105-22-00697618-1	11.02.2022	2022	0,05	0,05	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Хабаху Сима Пшимафовна	11105-22-00708780-1	10.03.2022	2022	0,015	0	0,4							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ентов набора мощности, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
		МВА	Год										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Водохранилище	Холодный Максим Александрович	11105-22- 00720796-1	19.04.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Хуако Аскер Гафурович	11105-21- 00694358-1	03.02.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Куличков Евгений Александрович	11105-22- 00712332-1	21.03.2022	2022	0,012	0,003	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Зимин Дмитрий Александрович	41105-22- 00715848-1	13.04.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Приходько Оксана Александровна	11105-22- 00708684-1	10.03.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Елисеева Ксения Михайловна	11105-22- 00710834-1	25.03.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Индивидуальный предприниматель Бобцов Сергей Николаевич	21105-22- 00705760-1	28.02.2022	2022	0,1	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Нурметов Агамирзе Гюлметович	11105-22- 00726362-1	18.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Мамонов Анатолий Николаевич	41105-21- 00693072-1	14.01.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Холодный Максим Александрович	11105-22- 00714738-1	05.04.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Духненко Аида Равильевна	11105-22- 00723642-1	06.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Джинова Анна Евгеньевна	11105-22- 00726088-1	12.05.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Хагурова Нурет Теучежевна	11105-21- 00693070-1	10.01.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Оплачко Евгений Петрович	21105-22- 00727652-1	23.05.2022	2022	0,07	0,3	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Фисун Сергей Михайлович	11105-22- 00710288-1	17.03.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Осокина Инна Михайловна	11105-22- 00722330-1	28.04.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Головатюк Илья Валерьевич	11105-22- 00720716-1	22.04.2022	2022	0,015	0	0,4							
				ПС 110 кВ Водохранилище	Закарян Айк Ваганович	11105-22- 00711008-1	17.03.2022	2022	0,015	0	0,4							

### ПС 110 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 6,06 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от  $S_{длн}$ .

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 2,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,248 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 6,308 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водохранилище ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водохранилище расчетный объем ГАО составит 0,8 МВт.

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].

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

$$S_{персп}^{тр} = 6,06 + 0,248 + 0 - 0 = 6,308 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на новые трансформаторы мощностью не менее 6,308 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 новые трансформаторы мощностью 2×10 МВА.

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

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 территориальных сетевых организаций на территории Республики Адыгея по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, отсутствуют.

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

Предложения от территориальных сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, на территории Республики Адыгея отсутствуют.

## **2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

### 2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Шовгеновская.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 27,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 197,7 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Срок службы трансформаторов на 2023 год составляет 56 лет для Т-1 и 52 года для Т-2. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{нв} +35,6$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной полной мощностью с учетом коэффициентов набора мощности 0,078 МВА. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 27,278 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в

работе трансформатора составит 198,2 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шовгеновская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шовгеновская расчетный объем ГАО составит 12,2 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле (1):

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,2 + 0,078 + 0 = 27,278 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,278 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

По данным СиПР Республики Адыгея [3] для ликвидации перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Шовгеновская в режиме «n-1» рассмотрен режим с переводом питания подстанций 35 кВ Веселая, Дондуковская, Бизнес инкубатор, Курская на ПС 110 кВ Северная: отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Веселая со стороны ПС 110 кВ Шовгеновская и включение ВЛ 35 кВ Кужорская – Курская со стороны ПС 35 кВ Курская. В данной схеме нагрузка Т-2 на ПС 110 кВ Шовгеновская снижается до 78 А (112 % от  $I_{\text{дл.доп}} = 69,6$  А). Кроме того, возникает перегрузка трансформаторов тока в цепи ВЛ 35 кВ Северная – Кужорская, переток по которой в таком режиме составляет 274 А (171 % от номинального тока ТТ 160 А), а также снижение напряжения вдоль всего транзита ВЛ 35 кВ Северная – Кужорская – Курская – Веселая (62,3 км) ниже допустимых значений – до 8,4 кВ.

Ввиду того, что согласно данным ПАО «Россети Кубань» отсутствует возможность перевода нагрузок с ПС 110 кВ Шовгеновская на другие центры питания, рекомендуется выполнить замену трансформаторов 110/35/10 кВ 2×16 МВА на ПС 110 кВ Шовгеновская на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 2×25 МВА. Кроме того, учитывая, что максимальная суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Шовгеновская по данным дополнительного контрольного замера 20.07.2021 г. составляла 27,2 МВА необходимо дополнительно к выполнению замены трансформаторов на ПС 110 кВ Шовгеновская предусмотреть установку БСК на шинах 6 кВ или 35 кВ мощностью до 6 Мвар, для обеспечения нагрузки ПС 110 кВ Шовгеновская не более 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию 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 и установкой БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 17,81 МВА. Загрузка трансформатора составит 129,4 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

Срок службы трансформатора Т-1 на 2023 год составит 43 года. 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.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной полной мощностью с учетом коэффициентов набора 0,34 МВА. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить и составляет 17,81 МВА. В случае превышения  $S_{длн}$  трансформатора на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 0,105 МВт в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Октябрьская ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 3,65 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле (1):

$$S_{персп}^{ТР} = 17,81 + 0,34 + 0 - 0 = 18,15 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 18,15 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 16 МВА на 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Термнефть.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 22,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 163 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Срок службы трансформаторов на 2023 год составляет 47 лет для Т-1 и 38 лет для Т-2. 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.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной полной мощности с учетом коэффициентов набора 4,07 МВА. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 26,48 МВА. Таким образом, в ПАР



отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 192 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Термнефть ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Термнефть расчетный объем ГАО составит 1,5 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле (1):

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,41 + 4,07 + 0 - 0 = 26,48 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,48 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 проекта, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водохранилище.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 11,63 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 132 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 на 2023 год составляет 55 лет. 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.

Согласно данным СиПР Республики Адыгея [3], планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной полной мощностью с учетом коэффициентов набора 0,33 МВА. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 11,69 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водохранилище ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водохранилище расчетный объем ГАО составит 2,8 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле (1) :

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,36 + 0,33 + 0 - 0 = 11,69 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,69 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 220 кВ Черемушки.

В СиПР Республики Адыгея [3] рекомендуется реконструкция ПС 220 кВ Черёмушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и заменой трансформатора Т-3 на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с СиПР Республики Адыгея [3]: выполненные расчеты показали, что без учета замены трансформатора Т-3 2,5 МВА и установки трансформатора Т-4 мощностью 25 МВА на ПС 220 кВ Черемушки, при прогнозируемом росте нагрузки на ПС 220 кВ Черемушки согласно заключенным договорам и утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение энергопринимающих установок, уже на этапе 2022 года, в схеме ремонта Т-2 (Т-1) 110/35/6 кВ 40 МВА на ПС 220 кВ Черемушки происходит перегруз Т-1 (Т-2) 40 МВА на ПС 220 кВ Черемушки сверх длительно допустимой токовой нагрузки на 28 % сверх аварийно допустимой токовой величины, на этапе 2026 года перегруз увеличивается и составляет 44 % сверх длительно допустимой токовой величины и 22 % сверх аварийно допустимой токовой величины. Кроме того, загрузка трансформатора Т-3 35/10 кВ 2,5 МВА на этапе 2026 года, в нормальной схеме сети, достигнет загрузки 604/701/527 % номинальной/длительно допустимой/аварийно допустимой токовых величин.

По данному мероприятию имеется инвестиционная программа ПАО «Россети Кубань»: «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ «Черемушки» с заменой трансформатора Т-3 4 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА и установкой трансформатора Т-4 мощностью 25 МВА».

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Кроме того, в СиПР Республики Адыгея [3] рекомендуется реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой БСК мощностью 25 Мвар.

В соответствии с СиПР Республики Адыгея [3]: для повышения напряжения в прилегающей к ПС 220 кВ Черемушки сети в базовом варианте в послеаварийных режимах, при отключении ВЛ 110 кВ Черемушки – Хаджох рекомендована установка БСК на ПС 220 кВ Черемушки – 25 Мвар.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северная.

В предложениях территориальной сетевой организации, а также в СиПР Республики Адыгея [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Северная с

установкой трансформатора Т-4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и заменой трансформатора Т-3 на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с СиПР Республики Адыгея [3]: выполненные расчеты показали, что без учета замены трансформатора Т-3 4 МВА и установки трансформатора Т-4 мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Северная, при прогнозируемом росте нагрузки на ПС 110 кВ Северная согласно заключенным договорам и утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение энергопринимающих установок, уже на этапе 2022 года, в схеме ремонта Т-1 (Т-2) 110/35/6 кВ 40 МВА на ПС 110 кВ Северная происходит перегруз Т-2 (Т-1) 40 МВА на ПС 110 кВ Северная сверх длительно допустимой токовой нагрузки на 21 % и 2 % сверх аварийно допустимой токовой величины, на этапе 2026 года перегруз увеличивается и составляет 52 % сверх длительно допустимой токовой величины и 29 % сверх аварийно допустимой токовой величины. Кроме того, загрузка трансформатора Т-3 35/10 кВ 4 МВА на этапе 2026 года, в нормальной схеме сети, достигнет загрузки 361/417/314 % номинальной/длительно допустимой/аварийно допустимой токовых величин.

По данному мероприятию имеется инвестиционная программа ПАО «Россети Кубань»: «Реконструкция ПС 110/35/10/6 кВ Северная с заменой трансформатора Т-3 4 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА и установкой трансформатора Т-4 мощностью 25 МВА».

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Кроме того, в СиПР Республики Адыгея [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой БСК мощностью 25 Мвар.

В соответствии с СиПР Республики Адыгея [3]: для повышения напряжения в прилегающей к ПС 110 кВ Северная сети в базовом варианте в послеаварийных режимах, при отключении ВЛ 110 кВ Черемушки – Хаджох рекомендована установка БСК на ПС 110 кВ Северная – 25 Мвар.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Еленовская.

В СиПР Республики Адыгея [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Еленовская с установкой БСК на шинах 35 кВ мощностью 15 Мвар и установкой одной ячейки выключателя 35 кВ.

В соответствии с СиПР Республики Адыгея [3]: для повышения напряжения в прилегающей к ПС 110 кВ Еленовская сети в базовом варианте в послеаварийных режимах рекомендована установка БСК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Еленовская мощностью 15 Мвар.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в Республике Адыгея и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В Республике Адыгея до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности Республики Адыгея.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	30,0	110	2023	ПС 110 кВ ИКЕА
2	Снабжение электрической энергией земельного участка	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	10,5	110	2026	ПС 110 кВ Северная
3	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	10,0	110	2023	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 2023–2028 годов, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31513	33139	34474	35657	36241	36555
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1626	1335	1183	584	314
Годовой темп прироста, %	–	5,16	4,03	3,43	1,64	0,87
<i>в том числе Республика Адыгея</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1709	1798	1839	1853	1866	1881
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	89	41	14	13	15
Годовой темп прироста, %	–	5,21	2,28	0,76	0,70	0,80

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 36555 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,88 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2024 году и составит 1626 млн кВт·ч или 5,16 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 314 млн кВт·ч или 0,87 %.

Потребление электрической энергии в Республике Адыгея прогнозируется на уровне 1881 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,11 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по Республике Адыгея прогнозируется в 2024 году и составит 89 млн кВт·ч или 5,21 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 13 млн кВт·ч или 0,70 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии Республики Адыгея учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

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

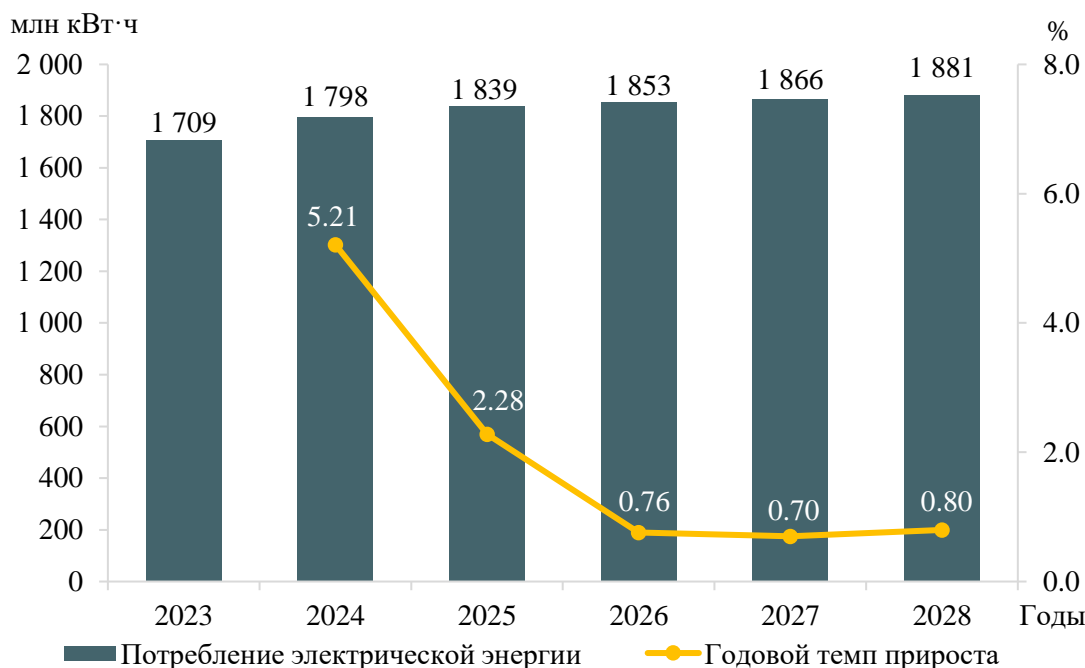


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по Республике Адыгея и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличением объемов жилищного строительства;
- развитием индустриальных парков.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом, в том числе по Республике Адыгея, на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>						
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	4884	5037	5238	5383	5453	5485
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	153	201	145	70	32
Годовой темп прироста, %	–	3,13	3,99	2,77	1,30	0,59
Число часов использования максимума потребления мощности	6452	6579	6582	6624	6646	6665



Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>в том числе Республика Адыгея</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	282	294	297	304	306	308
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	12	3	7	2	2
Годовой темп прироста, %	–	4,26	1,02	2,36	0,66	0,65
Число часов использования потребления мощности	6060	6116	6192	6095	6098	6107

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края к 2028 году прогнозируется на уровне 5485 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит -0,28 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 200 МВт или 3,99 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 32 МВт или 0,59 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6665 час/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Республики Адыгея к 2028 году прогнозируется на уровне 308 МВт. Среднегодовой темп прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 12 МВт или 4,26 %, что обусловлено вводом объектов жилого сектора и индустриального парка; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 2 МВт или 0,65 %.

Годовой режим электропотребления Республики Адыгея в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования потребления мощности прогнозируется на уровне 6107 час/год против 6060 час/год в 2023 году.

В целом режим электропотребления Республики Адыгея менее плотный, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

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

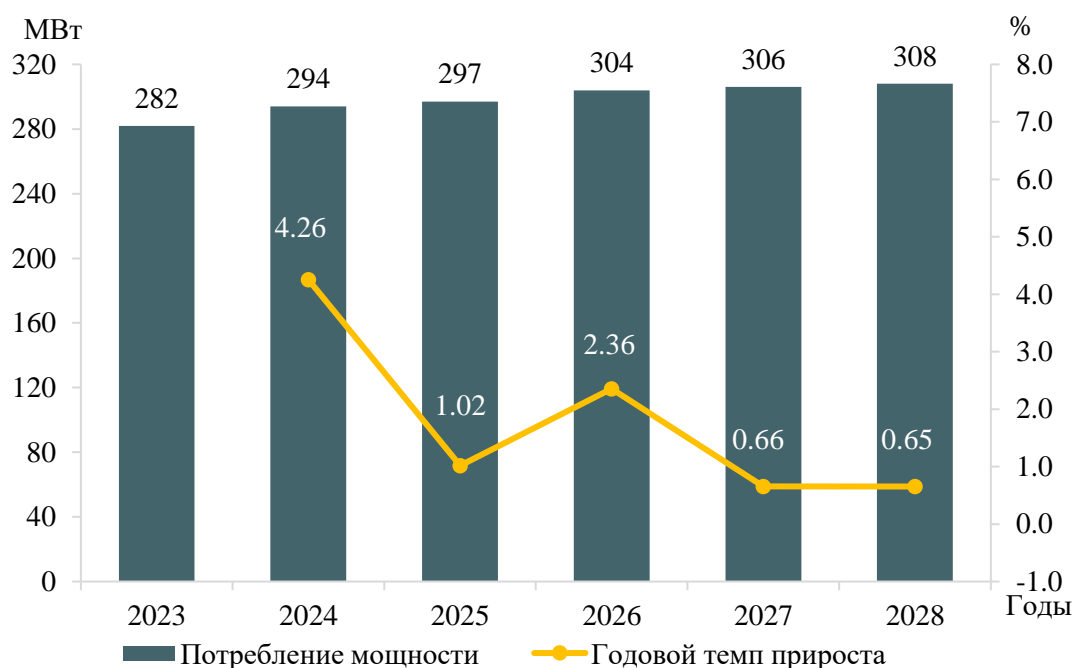


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

### 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 модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2028 году сохранится на уровне 2021 года и составит 180,7 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	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
ТЭС	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
ВЭС	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

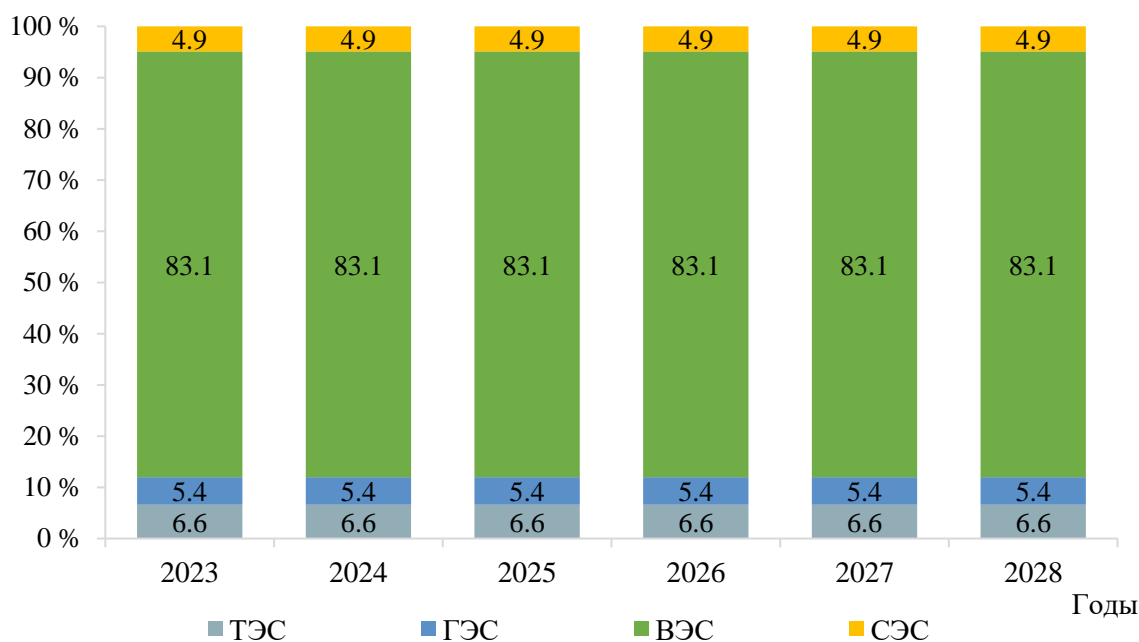


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея

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) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Замена провода шин 110 кВ на ПС 220 кВ Черемушки, выполненных проводом АС-150, на провод с длительно-допустимой токовой нагрузкой не менее 507 А для +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×0,2	–	–	–	–	–	0,2	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

**4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 15 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 15 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Расширение ПС 220 кВ Яблоновская на две ячейки 220 кВ для присоединения КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая)	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	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 договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
2	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км  <b>На территории Краснодарского края (справочно):</b> – Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА; – Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети»	220	км	1×21	–	–	–	–	–	21				
3	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				
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой на ПС ИКЕА и ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС 110 кВ ИКЕА в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ИКЕА с образованием ВЛ 110 кВ ИКЕА – Юго-Западная, ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА, ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь, ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь	ПАО «Россети Кубань»	110	км	12,94	–	–	–	–	–	12,94				
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с заменой провода на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 750 А при температуре наружного воздуха +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×2,57	–	–	–	–	–	2,57				
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с заменой провода на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 711 А при температуре наружного воздуха +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×2,88	–	–	–	–	–	2,88				
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Яблоновская – Набережная I, II цепь с заменой провода на провод с ДДТН не менее 792 А при температуре наружного воздуха +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×8,34	–	–	–	–	–	16,68				
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с заменой провода на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 646 А при температуре наружного воздуха +35 °С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×7,14	–	–	–	–	–	7,14				
9	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА (1×125 МВА)	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	125				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»			
			110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–				
11	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА, заменой трансформатора Т-3 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Комитета по управлению муниципального образования «Город Майкоп»	Комитет по управлению муниципального образования «Город Майкоп»	–	4,5
														–	4,5
														–	4,5
														–	4,5
														–	4,5

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



**4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
2	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	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
3	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
4	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, установка БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
5	Реконструкция ПС 110 кВ Еленовская с установкой БСК 35 кВ мощностью 15 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	35	Мвар	1×15	–	–	–	–	–	15	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ 25 МВА и заменой трансформатора Т-3 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
7	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	Мвар	–	–	1×25	–	–	–	25	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
8	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой трансформатора Т-4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и заменой трансформатора Т-3 110/10/6 кВ на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА, установка БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
			110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	

**4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 17).

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

## **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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) 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;

3) 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@;

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

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

## 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 в долгосрочной перспективе, 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии Республики Адыгея оценивается в 2028 году в объеме 1881 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,11 %.

Потребления мощности Республики Адыгея к 2028 году составит 308 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период 2,01 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Адыгея в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 6060–6107 час/год.

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2028 году сохранится на уровне 2021 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 63,41 км, трансформаторной мощности 512 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от \_\_\_\_\_ г. № \_\_\_\_\_ «Об утверждении \_\_\_\_\_», зарегистрирован М-вом юстиции \_\_\_\_\_ г., регистрационный № \_\_\_\_\_. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: \_\_.\_\_.\_\_\_\_).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Адыгея на 2022–2026 годы : утверждены Распоряжением Главы Республики Адыгея от 29 апреля 2022 г. № 98-рг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Адыгея на 2022–2026 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.adygheya.ru/ministers/departments/ministerstvo-ekonomicheskogo-razvitiya-i-torgovli/toplivno-energeticheskiy-kompleks/skhemy/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).



**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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Республики Адыгея												
Майкопская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			-								
		1	PO-45-B-150		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		2	PO-45-B-150		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
		3	PO-45-B-150		2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
		4	PO-45-B-150		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	
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	
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	
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	
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	
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	

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

**Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Республики Адыгея

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край Республика Адыгея	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	6268.92	6216.90
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край Республика Адыгея	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	21	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей				
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край Республика Адыгея	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	10,66	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА, заменой трансформатора Т-3 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	688.46	204.92
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	Мвар	–	–	1×25	–	–	–	25		1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей		
6	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	125	2025	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	381.28	381.28

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
7	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Замена провода шин 110 кВ на ПС 220 кВ Черемушки, выполненных проводом АС-150, на провод с длительно-допустимой токовой нагрузкой не менее 507 А для +35°С	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	0,2	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1.95	1.95
8	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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	206.43	206.43
9	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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	101.06	101.06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
10	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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	227.81	227.81
11	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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	197.34	197.34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
12	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	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	116.07	116.07
13	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой трансформатора Т-4 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и заменой трансформатора Т-3 110/10/6 кВ на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	739.98	387.98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>						Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028				
14	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Кубань»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства 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.