

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	12
2.1.1 Энергорайон 110 кВ Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино .....	12
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	24
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	24
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	25
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	25

3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	25
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	26
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	27
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	30
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	30
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Удмуртской Республики.....	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	34
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	34
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	38
7.1	Основные подходы .....	38
7.2	Исходные допущения.....	39
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	42
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	43
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	48
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации .....	49
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также	

обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	50
---	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИТС	–	индекс технического состояния
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия

T	–	трансформатор
T <sub>нв</sub>	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
TУ	–	технические условия
TЭО	–	технико-экономическое обоснование
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
S <sub>длн</sub>	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
S <sub>ном</sub>	–	номинальная полная мощность
U <sub>ном</sub>	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

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

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

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

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

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Пермское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Удмуртской Республики;

– филиал «ПАО Россети Центр и Приволжье» – «Удмуртэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Удмуртской Республики.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Удмуртской Республики связана с энергосистемами:

– Пермского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 11 шт.;

– Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Республики Башкортостан (Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Марий Эл (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 3 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Удмуртской Республики с указанием максимального потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Удмуртской Республики

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова	175,8
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова	144,8
ОАО «РЖД»	117,3
Более 50 МВт	
ПАО «Ижсталь»	82,1
Более 10 МВт	
Филиал «Удмуртский» ПАО «Т Плюс»	49,3
АО «ЧМЗ»	40,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «ЛАДА Ижевск»	18,9
АО «Транснефть-Прикамье»	16,0
АО «Концерн «Калашников»	12,0
АО «Ижевский механический завод»	10,7
МУП г. Ижевска «Ижводоканал»	10,5

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Удмуртской Республики на 01.01.2023 составила 576,6 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Удмуртской Республики доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Удмуртской Республики, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	686,6	–	110,0	–	–	576,6
ТЭС	686,6	–	110,0	–	–	576,6

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Удмуртской Республики приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9801	9702	9058	9498	9764
Годовой темп прироста, %	-0,33	-1,01	-6,64	4,86	2,80
Максимум потребления мощности, МВт	1525	1516	1468	1526	1539
Годовой темп прироста, %	-3,54	-0,59	-3,17	3,95	0,85
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6427	6400	6170	6224	6344
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 08:00	30.01 09:00	28.01 09:00	24.12 08:00	06.12 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,3	-14,3	-18,5	-24,2	-16,7

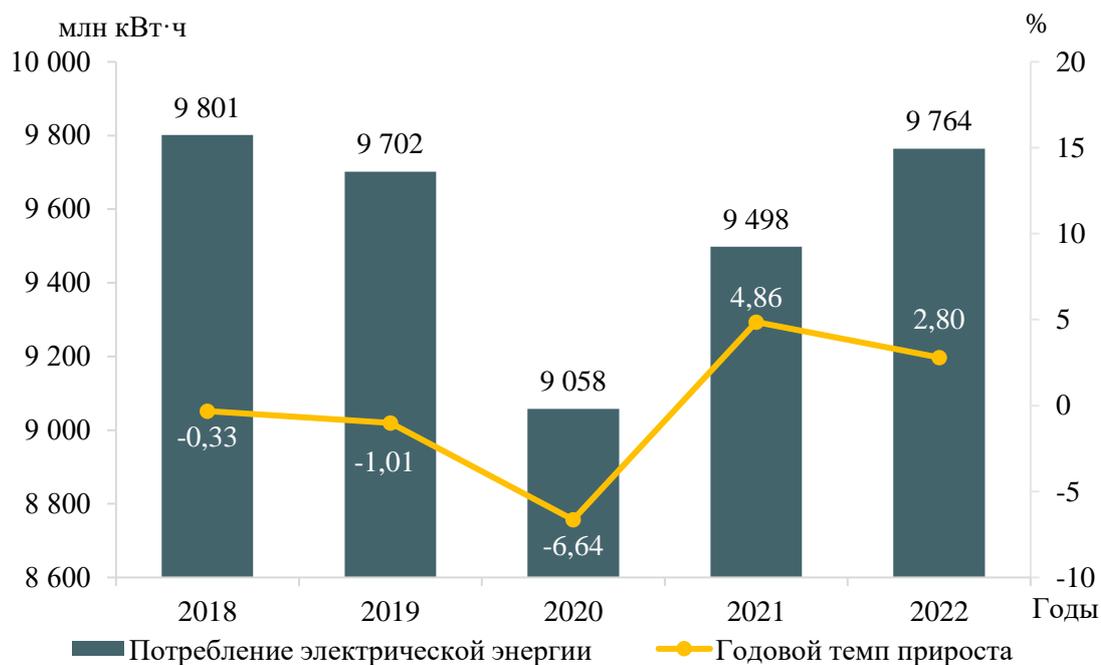


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Удмуртской Республики и годовые темпы прироста

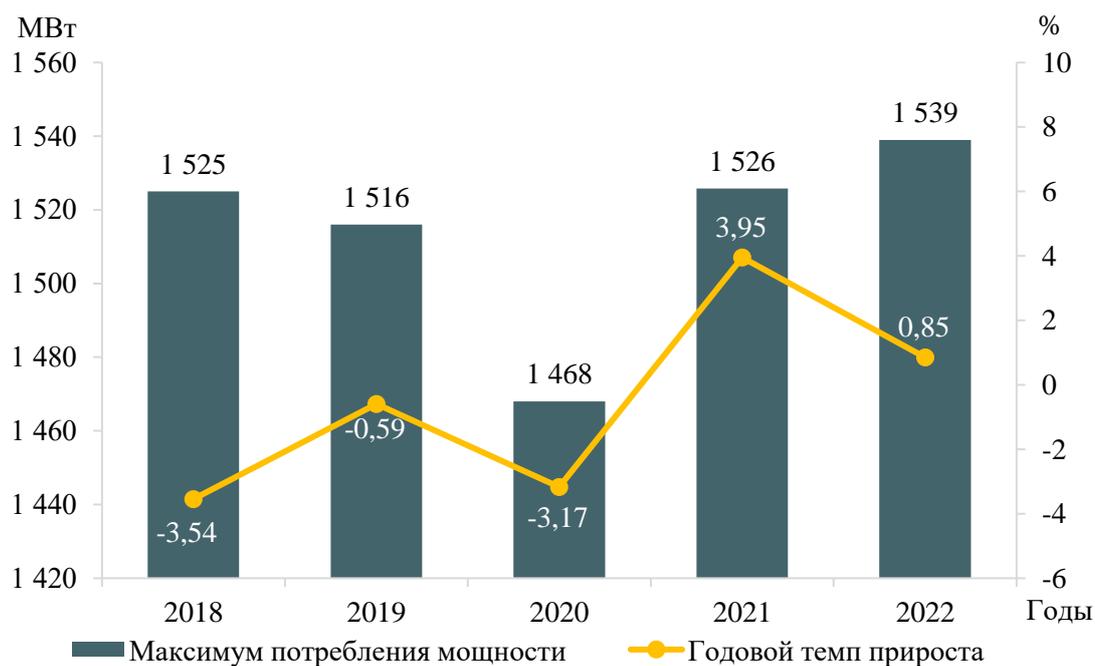


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Удмуртской Республики снизилось на 69 млн кВт·ч и составило в 2022 году 9764 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,86 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,64 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики снизился на 42 МВт и составил 1539 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,54 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,95 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2018 году и составило 3,54 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления нефтедобывающими предприятиями;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Котово от ВЛ 110 кВ Кама – Сигаево I цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	30,73 км
2	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Котово от ВЛ 110 кВ Кама – Сигаево II цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	30,73 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Ижевск	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Соколовка	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	2×40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Котово	ПАО «Удмуртнефть» имени В.И. Кудинова	2022	2×10 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 Удмуртской Республики к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергорайон 110 кВ Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино.

#### **2.1.1 Энергорайон 110 кВ Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино**

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Оверята – Григорьевская с отпайками и ВЛ 110 кВ Оверята – Сюзьва с отпайками, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур превышает АДТН на величину до 3 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт</p>	<p>Установка на ТПС 110 кВ Балезино устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур, АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца с действием на отключение нагрузки на ТПС 110 кВ Пибаньшур, ПС 110 кВ Сегедур, ТПС 110 кВ Кез</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Установка на ТПС 110 кВ Балезино: АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур, АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца с действием на отключение нагрузки на ТПС 110 кВ Пибаньшур, ПС 110 кВ Сегедур, ТПС 110 кВ Кез</p>

Примечание – <sup>1)</sup> Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-17,0
	20.06.2018	18,3
2019	18.12.2019	-3,2
	19.06.2019	17,5
2020	16.12.2020	-8,0
	17.06.2020	19,0
2021	15.12.2021	-6,0
	16.06.2021	23,9
2022	21.12.2022	-16,5
	15.06.2022	20,5

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Игерман	110	Т-1	ТМН-6300/110	110	6,3	1984	94,75	4,99	4,86	5,78	5,31	5,17	4,21	1,56	2,18	1,97	2,56	0
		10			110														
		110	Т-2	ТМН-6300/110	110	6,3	1984	86,75	2,84	2,26	2,42	3,42	4,23	2,93	1,31	2,13	1,30	2,05	
		10			10														
2	ПС 110 кВ Каменное	110	Т-1	ТМН-6300/110/10	110	6,3	1990	86,75	1,49	2,48	3,22	3,58	5,08	2,04	1,86	1,01	0,59	2,05	0
		10			10														
		110	Т-2	ТМН-6300/110/10	110	6,3	1992	78,75	3,47	3,12	3,62	4,09	3,82	1,88	2,47	2,39	2,37	2,05	
		10			10														

Таблица 9 – 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 Игерман	Т-1	ТМН-6300/110	1984	94,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110	1984	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Каменное	Т-1	ТМН-6300/110/10	1990	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1992	78,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 10 – 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	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Игерман	2022	9,4	ПС 110 кВ Игерман	ТУ на ТП менее 670 кВт (80 шт.)			2024	1,53	0,11	–	0,153	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
2	ПС 110 кВ Каменное	2022	8,9	ПС 110 кВ Каменное	ТУ на ТП менее 670 кВт (157 шт.)			2024	2,37	0,074	–	0,237	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16	9,16

### ПС 110 кВ Игерман.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,4 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124,3 % от  $S_{дн}$ , что превышает  $S_{дн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-16,5^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,64 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 9,4 + 0,17 + 0 - 0 = 9,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,5 % от  $S_{дн}$ , что превышает  $S_{дн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Игерман ниже уровня  $S_{дн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Игерман расчетный объем ГАО составит 2,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,57 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, а также с учетом предложения собственника рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и

Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА посредством перекачки двух силовых трансформаторов 2×10 МВА с ПС 110 кВ, имеющей необходимый резерв мощности.

Согласно информации собственника возможно перемещение силовых трансформаторов 2×10 МВА с ПС 110 кВ, имеющей необходимый резерв мощности.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Каменное.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,9 МВА. При отключений одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,7 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,44 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,074 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,263 МВА). Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,9 + 0,263 + 0 - 0 = 9,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121,2 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каменное ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Каменное расчетный объем ГАО составит 1,6 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,16 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, достаточной является замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА, однако с учетом предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» о возможной перекачке силовых трансформаторов 2×16 МВА с ПС 110 кВ КС-20, имеющей необходимый резерв мощности, к установке на ПС 110 кВ Каменное рекомендуются данные силовые трансформаторы 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Строительство ПС 110 кВ Лудорвай с трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай.

Согласно данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» для электроснабжения потребителей Ленинского района г. Ижевска (территория, прилегающая к горнолыжному комплексу «Чекерил») и населенных пунктов Завьяловского района (Лудорвай, Шудья, Подшивалово и др.) предлагается строительство новой ПС 110 кВ Лудорвай с трансформатором 1×10 МВА со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай.

Согласно таблицам 11, 12 выявлена фактическая перегрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 35/10 кВ ПС 35 кВ Чекерил при отключении одного из трансформаторов, от которых осуществляется питание потребителей.

Анализ загрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 35/10 кВ ПС 35 кВ Чекерил приведен ниже.

Для устранения описанных выше проблем, предлагается выполнение следующих мероприятий (вариант № 1):

1) строительство ПС 110 кВ Лудорвай с трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА;

2) строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай.

В целях экономии источника ИПР при строительстве ПС 110 кВ Лудорвай планируется использовать в том числе б/у подстанционное электросетевое оборудование (силовой трансформатор, выключатель 110 кВ, оборудование РУ-10 кВ), находящееся в эксплуатационном запасе филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Удмуртэнерго». Строительство ПС 110 кВ Лудорвай предполагается в непосредственной близости к ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино, замена/монтаж новых опор не потребуется.

Схема расположения и схема подключения новой ПС 110 кВ Лудорвай представлены на рисунках 3, 4.

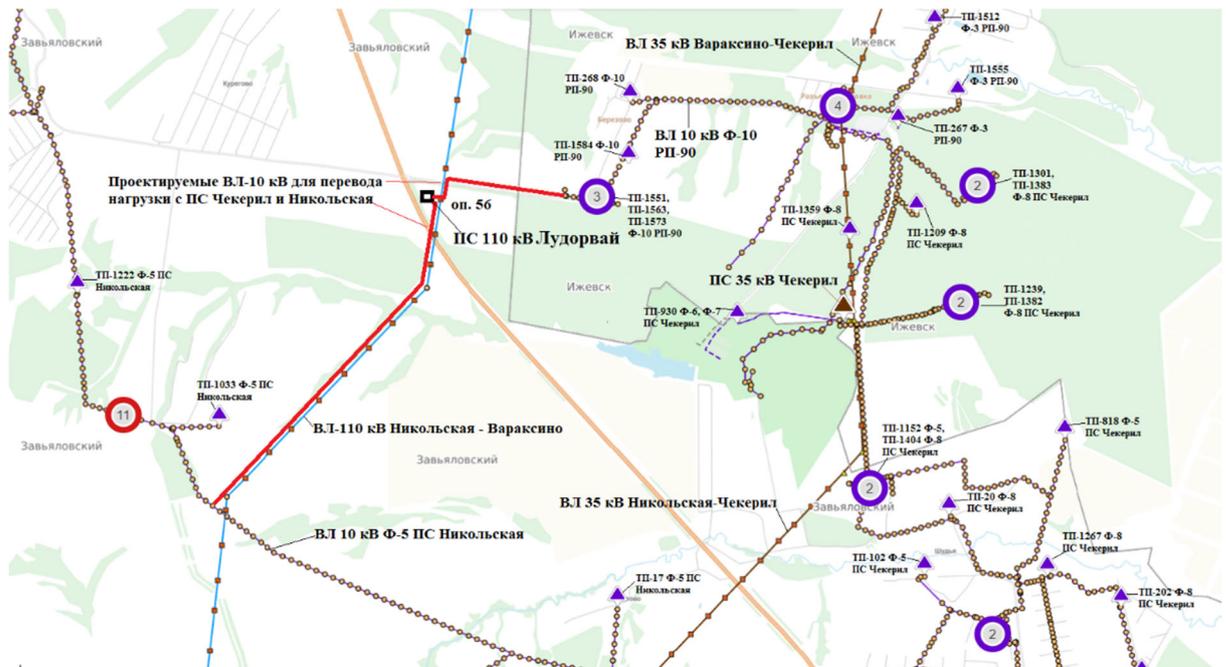


Рисунок 3 – Схема расположения новой ПС 110 кВ Лудорвай

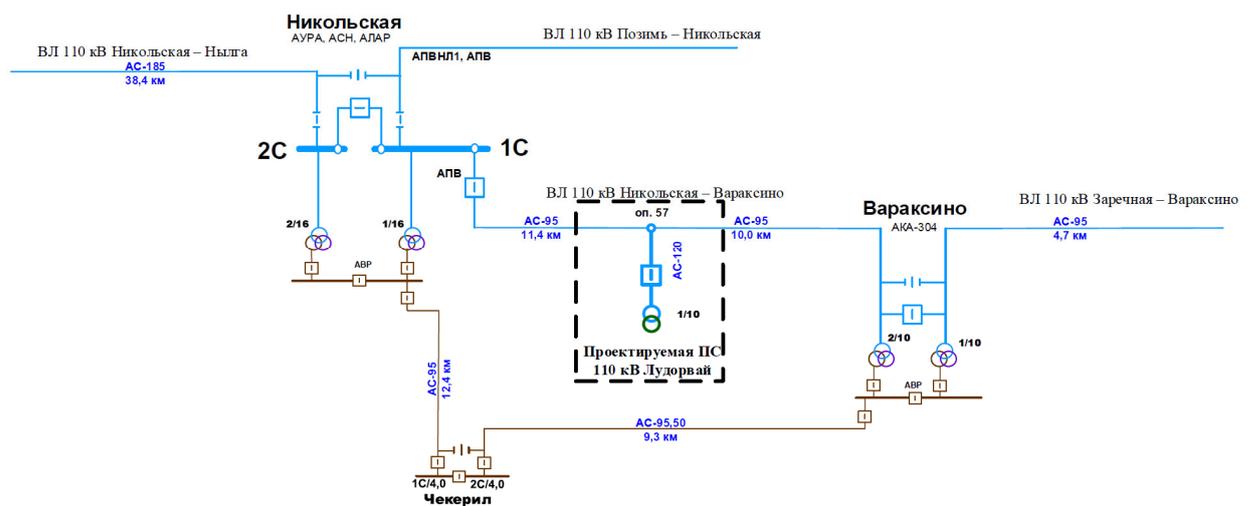


Рисунок 4 – Планируемая схема подключения ПС 110 кВ Лудорвай к энергосистеме Удмуртской Республики

В качестве альтернативного варианта (вариант № 2) рассматривается реконструкция ПС 35 кВ Чекерил с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Таблица 11 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 35 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 35 кВ Чекирил	35	Т-1	ТМН-4000/35	35	4	1981	94,75	1,83	1,69	2,02	2,87	3,32	0,64	0,74	0,86	0,81	1,27	0,54
		10			10														
		35	Т-2	ТМН-4000/35	35	4	1982	86,75	1,27	1,06	1,30	1,88	3,69	0,57	0,47	0,47	0,56	0,97	
		10			10														

Таблица 12 – 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 35 кВ Чекирил	Т-1	ТМН-4000/35	1981	94,75	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-4000/35	1981	94,75	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 35 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	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 35 кВ Чекирил	2022	7,01	ПС 35 кВ Чекирил	ТУ на ТП менее 670 кВт (122 шт.)			2024	2,142	0,038	–	0,214	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25

### ПС 35 кВ Чекерил.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,01 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 166,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,5 °С составляет 1,05.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,54 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 6,47 МВА (154 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,18 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,038 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,238 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,01 + 0,238 + 0 - 0,54 = 6,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 159,7 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Чекерил ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Чекерил расчетный объем ГАО составит 2,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,71 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.

Анализ загрузки ПС 110 кВ Лудорвай и ПС 35 кВ Чекерил после реализации мероприятий по варианту № 1.

После окончания строительства новой ПС 110 кВ Лудорвай планируется перевод на нее нагрузки в объеме 5,7 МВА по сети 10 кВ:

- с ПС 35 кВ Чекерил – РП-90 (фидеры 5 и 16) – 2,2 МВА;
- с ПС 35 кВ Чекерил – фидеры 5 и 8 (село Шудья и деревня Лудорвай) – 2,5 МВА;
- с ПС 110 кВ Никольская – участок Ф-5 от опоры № 205 – 1 МВА.

После выполнения указанных мероприятий нагрузка трансформатора ПС 110 кВ Лудорвай составит 5,7 МВА (47,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ ).

Перспективная нагрузка ПС 35 кВ Чекерил после строительства новой ПС 110 кВ Лудорвай и перевода на нее части нагрузки, питающейся в настоящее время от ПС 35 кВ Чекерил, определяется по формуле (2):

$$S_{\text{персп\_перевод}}^{\text{ПС 35 кВ Чекерил}} = S_{\text{персп}}^{\text{ПС 35 кВ Чекерил}} - S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{2024} - S_{\text{срм}}, \quad (2)$$

где  $S_{\text{персп}}^{\text{ПС 35 кВ Чекерил}}$  – перспективная загрузка трансформаторов ПС 35 кВ Чекерил без учета перевода части нагрузки на ПС 110 кВ Лудорвай;  
 $S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{2024}$  – нагрузка РП-90 (фидеры 5 и 16), фидеров 5 и 8 от ПС 35 кВ Чекерил в 2024 году.

Таким образом, перспективная нагрузка ПС 35 кВ Чекерил согласно формуле (2) составит:

$$S_{\text{персп\_перевод}}^{\text{ПС 35 кВ Чекерил}} = 7,25 - 4,7 - 0,54 = 2,01 \text{ МВА.}$$

При отключении одного из трансформаторов ПС 35 кВ Чекерил загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 47,8 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

Согласно ТЭО, выполненному ПАО «Россети Центр и Приволжье», стоимость затрат:

– для варианта № 1 составит 24936,449 тыс. руб. с НДС в текущем уровне цен и 2343,981 тыс. руб. с НДС в базовом уровне цен. Так как строительство ПС 110 кВ Лудорвай предполагается в непосредственной близости к ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксина затратами на строительство отпайки можно пренебречь. Затраты на монтаж линейного портала на ПС 110 кВ Лудорвай учтены в затратах на подстанцию;

– для варианта № 2 составит 65022,779 тыс. руб. с НДС в текущем уровне цен и 9979,773 тыс. руб. с НДС в базовом уровне цен.

Таким образом, наименее затратным вариантом является вариант № 1.

С учетом вышеизложенного, достаточной является установка на вновь строящейся ПС 110 кВ Лудорвай трансформатора 1×6,3 МВА со строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксина до ПС 110 кВ Лудорвай, однако с учетом предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» о возможном использовании трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА, находящегося в эксплуатационном запасе ПАО «Россети Центр и Приволжье», к установке на ПС 110 кВ Лудорвай рекомендуется данный силовой трансформатор 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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

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

### **2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше**

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

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

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

### 3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В энергосистеме Удмуртской Республики до 2029 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

#### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Удмуртской Республики на период 2024–2029 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Удмуртской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9653	9895	9932	9987	10047	10128	10318
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	242	37	55	60	81	190
Годовой темп прироста, %	–	2,51	0,37	0,55	0,60	0,81	1,88

Потребление электрической энергии по энергосистеме Удмуртской Республики прогнозируется на уровне 10318 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,79 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 242 млн кВт·ч или 2,51 %. Наименьший годовой прирост ожидается в 2025 году и составит 37 млн кВт·ч или 0,37 %.

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



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

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

- развитием действующих промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на нефтедобывающем предприятии ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова;
- увеличением потребления домашними хозяйствами.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1595	1585	1592	1599	1605	1613	1644
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-10	7	7	6	8	31
Годовой темп прироста, %	–	-0,63	0,44	0,44	0,38	0,50	1,92
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6052	6243	6239	6246	6260	6279	6276

Максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики к 2029 году прогнозируется на уровне 1644 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,95 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 31 МВт или 1,92 %, что обусловлено строительством жилых и нежилых объектов; снижение мощности ожидается в 2024 году и составит 10 МВт или 0,63 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума в 2029 году прогнозируется на уровне 6276 ч/год.

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



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

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Удмуртской Республики в 2023 году ожидаются в объеме 124,9 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей не предусматриваются.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Удмуртской Республики в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Удмуртской Республики, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Удмуртской Республики	124,9	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	124,9	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Удмуртской Республики в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, предусматривается в объеме 15 МВт на Ижевской ТЭЦ-2.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Удмуртской Республики в 2029 году составит 716,5 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Удмуртской Республики не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Удмуртской Республики представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Удмуртской Республики представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Удмуртской Республики, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Удмуртской Республики	701,5	701,5	701,5	716,5	716,5	716,5	716,5
ТЭС	701,5	701,5	701,5	716,5	716,5	716,5	716,5

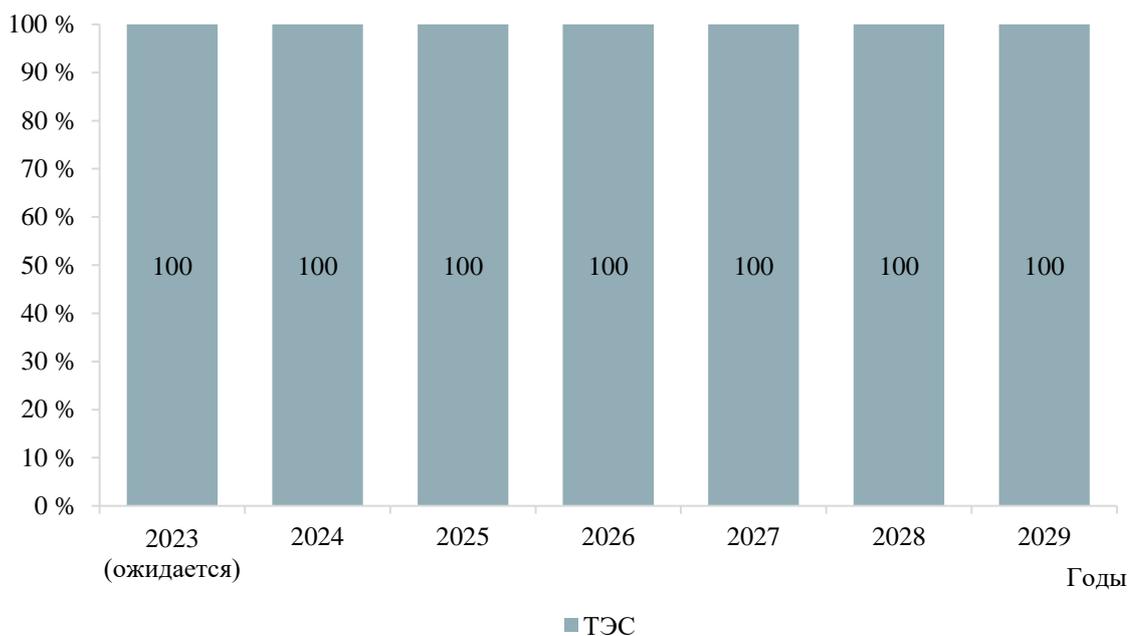


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Удмуртской Республики

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Создание на ТПС 110 кВ Балезино устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур; – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Удмуртской Республики.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Удмуртской Республики

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Кыква с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 40 МВА каждый	ПАО «Удмуртнефть» имени В.И. Кудинова	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Удмуртнефть» имени В.И. Кудинова	ПАО «Удмуртнефть» имени В.И. Кудинова	27,97	1,4

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Игерман с перемещением взамен установленных трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Каменное с перемещением взамен установленных трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый с ПС 110 кВ КС-20	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Строительство ПС 110 кВ Лудорвай с использованием имеющегося в эксплуатационном запасе трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство опайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) исходных данных, предоставленных ПАО "Россети Центр" письмом от 19.04.2023 № МР1-ЦА/19/1/610 «О направлении дополнительных сведений и доработанных предложений»;

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

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

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

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

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

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

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

На текущий 2023 год на территории Удмуртской Республики осуществляют свою деятельность 29 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 67 % в суммарной НВВ сетевых организаций Удмуртской Республики) и ООО «Удмуртэнергонефть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Удмуртской Республики).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Удмуртской Республики на прогнозный период включает в себя:

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

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

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

## 7.2 Исходные допущения

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

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

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

---

<sup>1</sup> Приказ Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Удмуртской Республики от 28.11.2022 № 28/12 и от 31.12.2019 № 32/4.

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

– заемные средства;

– государственные субсидии.

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

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

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Министерства строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Удмуртской Республики от 28.11.2022 № 28/11 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Удмуртской Республики, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

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

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

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

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

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,8 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	0,4 %

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

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

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

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

объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Удмуртской Республики представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Удмуртской Республики (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1709	1540	1541	1533	1533	1533
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	17	18	18	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1936	1717	2135	1880	1880	1880

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Удмуртской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 8.

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

Таблица 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Удмуртской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	15,4	16,5	17,4	18,2	18,9	19,6
НВВ	млрд руб.	14,6	15,2	15,9	16,7	17,4	18,1
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,7	-1,3	-1,6	-1,5	-1,5	-1,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4
Среднегодовой темп роста	%	—	107	105	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2
Среднегодовой темп роста	%	—	103	104	104	104	104
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2

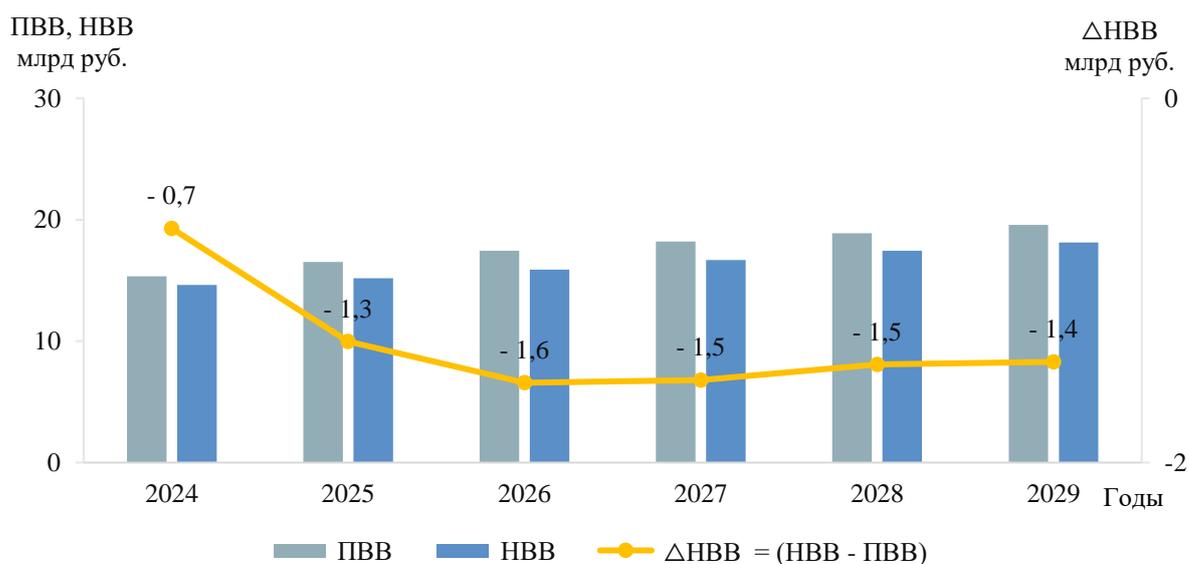


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Удмуртской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Удмуртской Республики при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и уменьшения на 2 процентных пункта (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет от 0,8 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

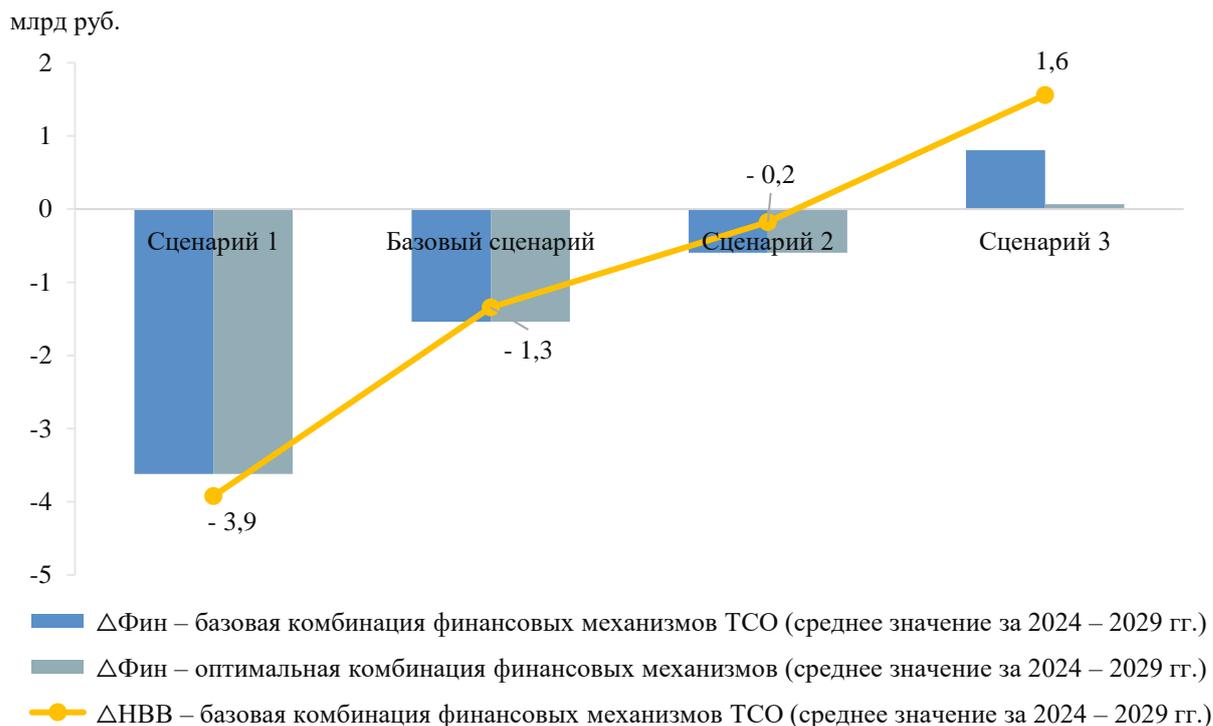


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Удмуртской Республики

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	10 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 25).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Удмуртской Республики, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Удмуртской Республики 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 мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Удмуртской Республики оценивается в 2029 году в объеме 10318 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,79 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики к 2029 году увеличится и составит 1644 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,95 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Удмуртской Республики в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6239–6279 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Удмуртской Республики в 2023 году ожидаются в объеме 124,9 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей не предусматриваются.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Удмуртской Республики в период 2024–2029 годов в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, предусматривается в объеме 15 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Удмуртской Республики в 2029 году составит 716,5 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке (модернизации) устройств и комплексов РЗА обеспечит надежное функционирование энергосистемы Удмуртской Республики в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Удмуртской Республики.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 0,1 км, трансформаторной мощности 80 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема Удмуртской Республики														
Ижевская ТЭЦ-1	ПАО «Т Плюс»			Газ										
		8, 9	ПГУ-230		233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	
Установленная мощность, всего		–	–		233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	233,9	
Сарапульская ТЭЦ	ООО «ГЭК»			Газ										
		1	ПР-4,7-35/15/5		4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
		2	ПР-6-35/5/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7		
Ижевская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут, уголь кузнецкий										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	Модернизация в 2026 г.
		4	Тп-124-12,8-NG		124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г. <sup>1)</sup>
Установленная мощность, всего		–	–	–	280,0	404,9	404,9	404,9	419,9	419,9	419,9	419,9		
Воткинская ТЭЦ	АО «Воткинский завод»			Газ, мазут										
		1	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-4-1,5/0,35		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
Глазовская ТЭЦ	АО «РИР»			Газ, мазут, уголь										
		1	АР-6-6		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		10	SGT-600		23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
ТЭС ООО «Автокотельная»	ООО «Автокотельная»			Газ										
		1	ТГЗАС/10,5P13/2,5		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		2	ТГЗ,5АС/10,5P13/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5		
Мини-ТЭЦ Удмуртские тепловые сети	ПАО «Т Плюс»			Газ										
		1	G3516B		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	G3516B		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	G3516B		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	G3516B		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6		

Примечание

1<sup>1)</sup> Ввод в эксплуатацию ТГ-4 на Ижевской ТЭЦ-2 в 2023 году согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 02.08.2019 № 1713-р. ТГ-4 (Т-110/120-130-4) выведен из эксплуатации 01.01.2023.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Создание на ТПС 110 кВ Балезино устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур; – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,35	6,35
2	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Игерман с перемещением взамен установленных трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	– <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	29,23	29,23
3	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Каменное с перемещением взамен установленных трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый с ПС 110 кВ КС-20	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	– <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	6,09	6,09

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
4	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство ПС 110 кВ Лудорвай с использованием имеющегося в эксплуатационном запасе трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	– <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	28,20	28,20
5	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1	–			

#### Примечания

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

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

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