

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

## 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
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 .....	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 .....	16
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	29
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 .....	30
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	31

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	33
3.3	Прогноз потребления мощности.....	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	35
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	38
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	38
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 Воронежской области .....	38
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	40
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 .....	42
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	46
7.1	Основные подходы.....	46
7.2	Исходные допущения.....	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	50
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	51
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	52
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>55</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>56</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>58</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 ..... 59

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	–	короткое замыкание
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДЗ	–	область допустимых значений
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Воронежской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Воронежской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема Воронежской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ и обслуживает территорию Воронежской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Воронежской, Липецкой и Тамбовской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Воронежской области.

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

Энергосистема Воронежской области связана с энергосистемами:

– Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Белгородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Тамбовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 110 кВ – 6 шт., ВЛ 10 кВ – 1 шт.;

– Саратовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

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

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Воронежской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Воронежской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
АО «Минудобрения»	60,0
Более 10 МВт	
АО «Воронежсинтезкаучук»	40,0
Воронежский филиал АО «Цемрос»	33,0
ООО «Родина»	17,0
Филиал ПАО «Ил»-ВАСО	16,0
АО «Павловск Неруд»	16,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области на 01.01.2024 составила 4312,0 МВт, в том числе: АЭС – 3778,3 МВт, ТЭС – 533,7 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	4283,6	–	–	–	28,4	4312,0
АЭС	3778,3	–	–	–	–	3778,3
ТЭС	505,3	–	–	–	28,4	533,7

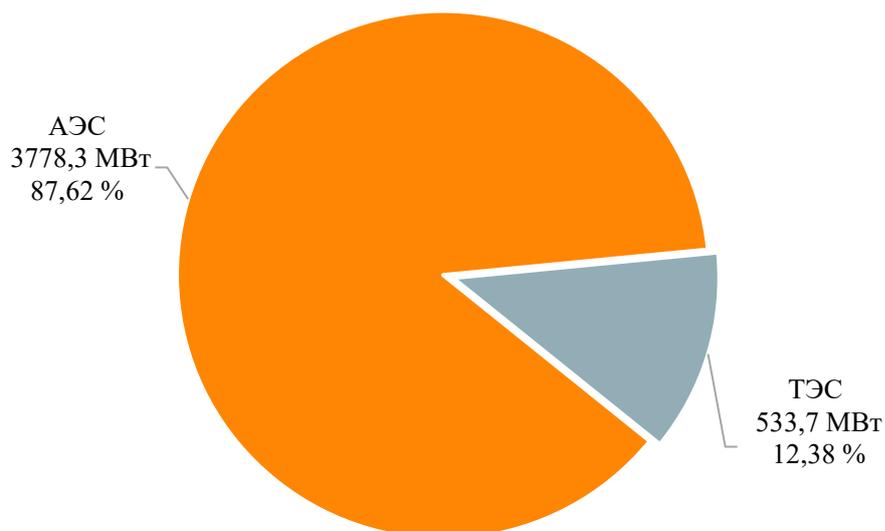


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области по состоянию на 01.01.2024

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Воронежской области в 2023 году составило 29313,9 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 26941,7 млн кВт·ч, ТЭС – 2372,2 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Воронежской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	22807,5	28376,6	29541,2	29204,9	29313,9
АЭС	21430,6	26801,0	26950,2	26752,4	26941,7
ТЭС	1376,9	1575,6	2591,0	2452,5	2372,2

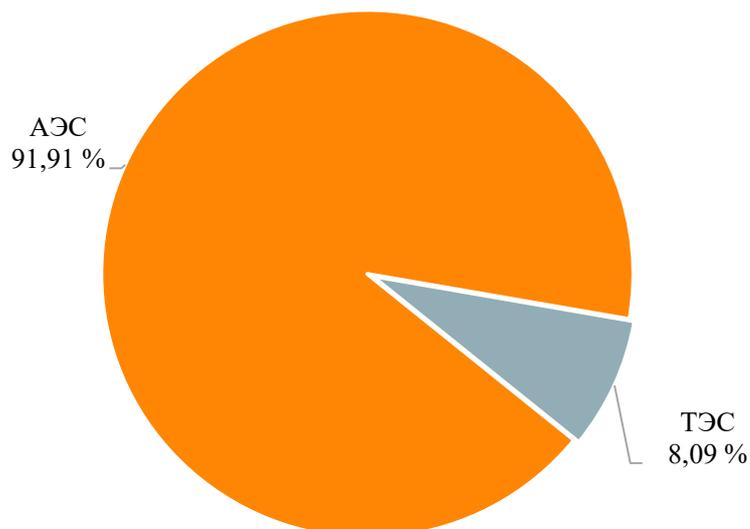


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Воронежской области в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11716	11981	12592	12533	12594
Годовой темп прироста, %	3,79	2,26	5,10	-0,47	0,49
Максимум потребления мощности, МВт	1843	1909	2001	1925	1990
Годовой темп прироста, %	3,08	3,58	4,82	-3,80	3,38
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6357	6276	6293	6511	6329
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.11 17:00	25.12 11:00	24.12 10:00	13.01 19:00	12.01 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-0,6	-8,6	-15,9	-14,9	-11,1

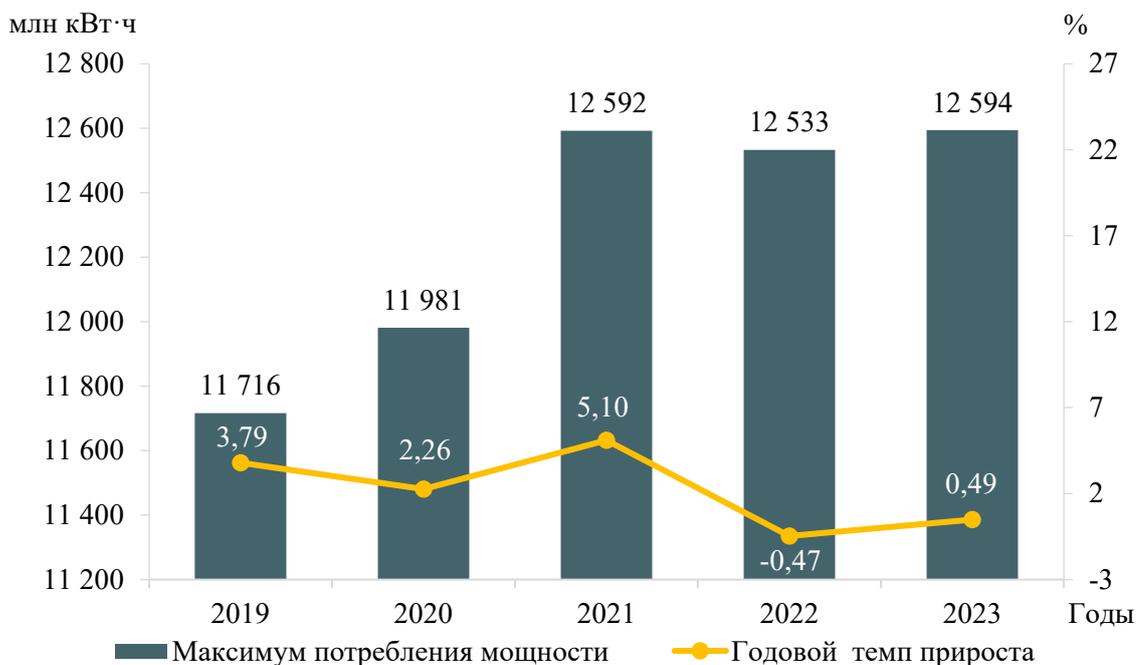


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста

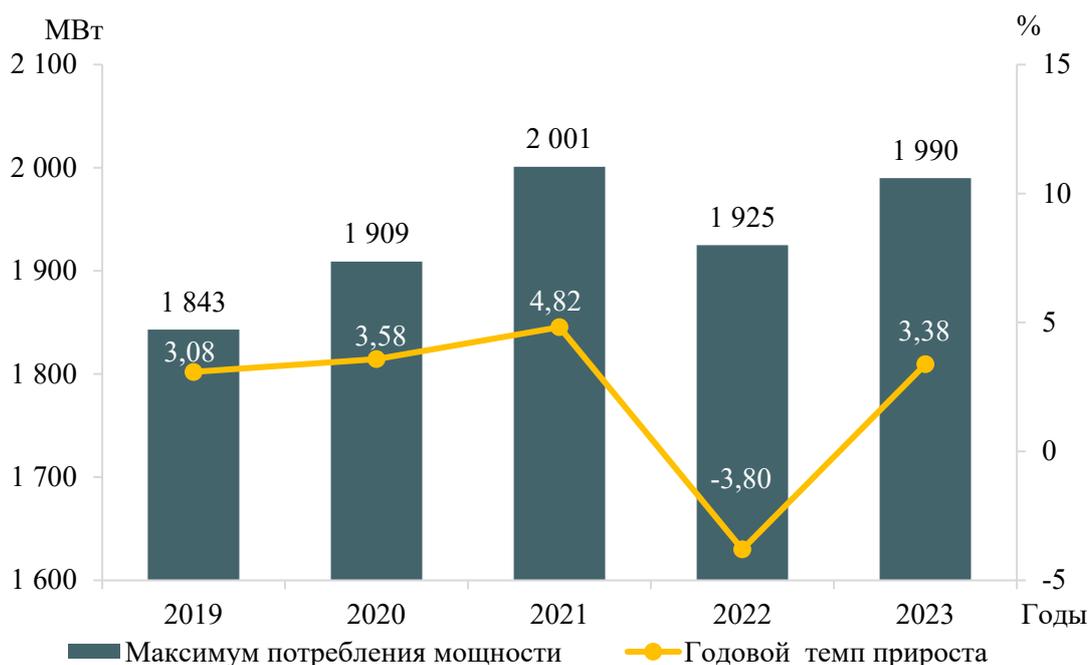


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Воронежской области увеличилось на 1306 млн кВт·ч и составило в 2023 году 12594 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,21 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,10 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и имело отрицательное значение 0,47 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области вырос на 202 МВт и составил 1990 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,82 % в 2021 году, что обусловлено более низкими ТНВ в день прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и имело отрицательное значение 3,80 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области был зафиксирован в 1990 году в размере 2046 МВт.

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

- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления на собственные нужды электростанций.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Воронежской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Воронежской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2	ПАО «Россети»	2019	102,6 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка	ПАО «Россети»	2019	120,55 км
3	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1	ПАО «Россети Центр»	2019	0,43 км
4	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №2	ПАО «Россети Центр»	2019	0,54 км
5	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1	ПАО «Россети Центр»	2019	1,13 км
6	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Кировская – Озерки №2	ПАО «Россети Центр»	2019	1,13 км
7	220 кВ	Вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	ПАО «Россети»	2020	110,22 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2020	0,07 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2020	0,05 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2020	0,07 км
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2020	0,05 км
12	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Отрадное от ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №45	ПАО «Россети Центр»	2022	0,155 км
13	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Отрадное от ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №46	ПАО «Россети Центр»	2022	0,166 км

Таблица 6 – 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 Бутурлиновка	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскадэнергосеть»	2019	2×16 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ № 42 Полюс	ПАО «Россети Центр»	2020	25 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Спутник	ПАО «Россети Центр»	2020	2×40 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскадэнергосеть»	2021	16 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	ПАО «Россети Центр»	2022	2×25 МВА

**2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России**

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

На территории Воронежской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ на территории Воронежской области отсутствуют.

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»

Строительство ПС 110 кВ Задонская для электроснабжения потребителей Рамонского муниципального района Воронежской области.

Согласно данным ПАО «Россети Центр» для электроснабжения потребителей Рамонского муниципального района предлагается строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая.

Схема электроснабжения Рамонского муниципального района Воронежской области представляет собой радиальную тупиковую схему.

В схеме электроснабжения задействованы три ПС 110 кВ, шесть ПС 35 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго», одна абонентская ПС 35 кВ (ПС 35 кВ Бор).

Подстанции 110 кВ подключены к ВЛ 110 кВ Кировская – Краснолесное № 35 с отпайками и ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками в тупиковом режиме.

Карта-схема и принципиальная схема электрических соединений сети 35 кВ Рамонского муниципального района представлена на рисунках 5, 6 соответственно.



Рисунок 5 – Карта-схема электроснабжения Рамонского муниципального района

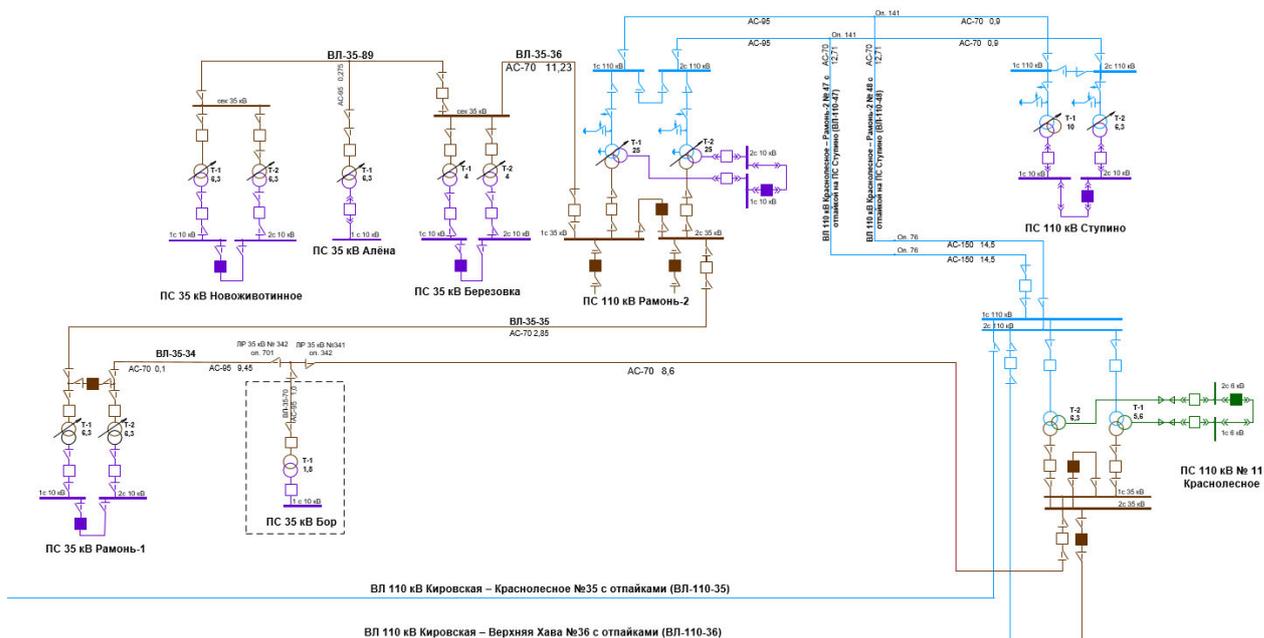


Рисунок 6 – Принципиальная схема сети 35 кВ Рамонского района

ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ Алена, ПС 35 кВ Новоживотинное подключены к ПС 110 кВ Рамонь-2 по одной ВЛ 35 кВ ВЛ 35-36.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (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
2019	18.12.2019	4,2
	19.06.2019	23,2
2020	16.12.2020	-3,7
	17.06.2020	24,2
2021	15.12.2021	-1,7
	16.06.2021	20,1
2022	21.12.2022	-0,9
	15.06.2022	17,9
2023	20.12.2023	2,9
	21.06.2023	17,4

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 ( $S_{ддн}$ ) 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 ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

Для трансформаторов (автотрансформаторов), находящихся в эксплуатации до 30 лет, в случаях превышения индексами технического состояния функциональных узлов значения «70» допускается применение коэффициентов допустимой длительной перегрузки, соответствующих режиму нагрузки с возможным повышенным износом изоляции.

Для трансформаторов (автотрансформаторов), находящихся в эксплуатации 30 лет и более, или в случаях, когда индексы технического состояния их функциональных узлов превышают значение «50» и не превышают значение «70», применяются коэффициенты допустимой длительной перегрузки, соответствующие нормальному режиму нагрузки (без возможного повышенного износа изоляции).

В таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет в Рамонском муниципальном районе энергосистемы Воронежской области

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
					2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	110/35/10	T-1	25	22,34	22,26	23,70	23,26	22,46	20,07	20,93	18,09	16,94	18,30	5,74
			T-2	25	3,01	7,57	4,04	5,32	4,18	4,33	3,88	2,42	4,82	2,62	
2	ПС 35 кВ Алена	35/10	T-1	6,3	5,05	3,31	3,11	4,23	2,31	4,38	5,30	4,83	2,37	1,41	0
3	ПС 35 кВ Рамонь-1	35/10	T-1	6,3	2,30	6,02	3,17	4,67	2,93	3,70	4,67	0,97	3,95	1,62	0
			T-2	6,3	2,65	2,99	2,88	2,89	2,73	2,12	2,04	1,77	2,09	1,93	
4	ПС 35 кВ Новоживотинное	35/10	T-1	6,3	2,75	3,85	3,49	4,36	5,68	3,58	2,77	2,85	3,71	2,5	0
			T-2	6,3	3,78	5,60	5,95	5,62	3,22	4,00	3,32	3,00	4,29	4,82	
5	ПС 35 кВ Березовка	35/10	T-1	4	0,43	0,29	2,62	0,28	2,15	0,24	0,25	1,65	0,24	1,83	0
			T-2	4	4,28	2,23	2,06	2,39	2,49	1,65	3,39	1,31	1,66	2,01	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
			-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	T-1	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 35 кВ Алена	T-1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Рамонь-1	T-1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 35 кВ Новоживотинное	T-1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ Березовка	T-1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

По существующим подстанциям 35–110 кВ Рамонского района заключены договоры технологического присоединения потребителей до 670 кВт суммарным объемом 14,932 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Суммарный объем присоединяемой нагрузки потребителей до 670 кВт к ПС 35–110 кВ Рамонского района

№ п/п	Подстанция	Заявитель	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	Коэффициент набора мощности	Прирост нагрузки по договорам с учетом коэффициента набора, МВт
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	до 670 кВт	1,018	0,02	0,1	0,10
2	ПС 35 кВ Рамонь-1	до 670 кВт	1,576	0,445	0,1	0,1131
3	ПС 35 кВ Новоживотинное	до 670 кВт	8,784	0,191	0,1	0,8032
4	ПС 35 кВ Алена	до 670 кВт	1,315	0	0,1	0,1315
5	ПС 35 кВ Березовка	до 670 кВт	2,239	0,752	0,1	0,2048
	Итого		14,932	1,408		1,3524

Для присоединения новых потребителей заключены договоры на технологическое присоединение от нового центра питания (ПС 110 кВ Задонская) на суммарную величину 14,85 МВт (таблица 11).

Таблица 11 – Перечень договоров на технологическое присоединение от ПС 110 кВ Задонская

Подстанция	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Мощность по договорам, МВт	Планируемый год реализации ТП	Перспективная нагрузка по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт
ПС 110 кВ Задонская	ООО «Долина Семян»	42126995	29.11.2021	2,50	2024	0,25
	ООО «ВИТ-СТРОЙ»	42353681	26.07.2023	7,00	2025	3,50
	ООО «Бетагран Рамонь»	42452354	22.02.2024	0,4	2025	0,04
ПС 35 кВ Емань	ООО «Ямань Резорт»	42229895	05.09.2023	4,95	2025	0,99
Итого				14,85		4,78

В таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка существующих центров питания с учетом договоров на ТП и максимальной нагрузки за период 2019–2023 годов.

Таблица 12 – 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	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2020г.
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	2020 / зима	29,83	ПС 110 кВ Рамонь-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (69 шт.)		2024	1,018	0,020	0,2/0,4	0,998	31,33	31,33	31,33	31,33	31,33	31,33	
				ПС 35 кВ Рамонь-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (960 шт.)		2024	1,576	0,445	0,2/0,4	0,1131							
				ПС 35 кВ Новоживотинное	ТУ для ТП менее 670 кВт (444 шт.)		2024	8,784	0,752	0,2/0,4/10	0,8032							
				ПС 35 кВ Алена	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)		2024	1,315	0	0,4/10	0,1315							
				ПС 35 кВ Березовка	ТУ для ТП менее 670 кВт (36 шт.)		2024	2,239	0,191	0,4/10	0,2048							
2	ПС 35 кВ Рамонь-1	2020 / зима	9,01	ПС 35 кВ Рамонь-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (96 шт.)		2024	1,576	0,445	0,2/0,4	0,1131	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	
3	ПС 35 кВ Новоживотинное	2020 / зима	9,45	ПС 35 кВ Новоживотинное	ТУ для ТП менее 670 кВт (444 шт.)		2024	8,784	0,752	0,2/0,4/10	0,8032	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	
4	ПС 35 кВ Алена	2020 / зима	3,31	ПС 35 кВ Алена	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)		2024	1,315	0	0,4/10	0,1315	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	
5	ПС 35 кВ Березовка	2020 / зима	2,52	ПС 35 кВ Березовка	ТУ для ТП менее 670 кВт (36 шт.)		2024	2,239	0,191	0,4/10	0,2048	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	

Согласно данным зимнего контрольного замера 2022 года в нормальной схеме выявлены риски выхода параметров режимов из области допустимых значений электрической сети в нормальной схеме:

– превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89). Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89) составила 269 А (134,3 % от ДДТН, 200 А ограничение – ВЧЗ на ПС 35 кВ Березовка);

– превышение ДДТН ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36). Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36) составила 312 А (104,0 % от ДДТН, 300 А ограничение – ТТ на ПС 110 кВ Рамонь-2).

Для снижения загрузки электросетевого оборудования могут быть выполнены режимные мероприятия с отклонением от нормальной схемы:

– часть нагрузки ВЛ-10-2 ПС 35 кВ Новоживотинное (порядка 1,34 МВт) переведена на РП 10 кВ № 1 Град;

– часть нагрузки ВЛ-10-3 ПС 35 кВ Березовка (порядка 1,7 МВт) переведена на ВЛ-10-7 ПС 35 кВ Рамонь-1.

С учетом выполненных мероприятий, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89) составила 228 А (114,0 % от ДДТН, 200 А ограничение – ВЧЗ на ПС 35 кВ Березовка).

При подключении новых потребителей в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение токовая нагрузка:

– ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89) составит 355 А (177,3 % от ДДТН, 200 А ограничение – ВЧЗ на ПС 35 кВ Березовка);

– ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36) составит 411 А (133,3 % от ДДТН, 300 А ограничение – ТТ на ПС 110 кВ Рамонь-2).

За период 2019–2023 годов в дни КЗ максимальная нагрузка по ПС рассматриваемого района зафиксирована 16.12.2020 при ТНВ -3,7 °С.

ПС 110 кВ Рамонь-2.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 29,83 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 2,1 % составит 102,1 % (95,5 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-1 и не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,17 (1,25).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,74 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 24,09 МВА (82,4 % (77,1 %) от  $S_{ддн}$ ).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,50 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Согласно формуле (1) перспективная нагрузка рассматриваемых трансформаторов ПС 110 кВ Рамонь-2 составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,83 + 1,50 + 0 - 5,74 = 25,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5,74 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Рамонь-2, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) составляет 80,7 % (75,4 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

#### ПС 35 кВ Новоживотинное.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,45 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 42,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,7 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Согласно формуле (1) перспективная нагрузка рассматриваемых трансформаторов ПС 35 кВ Новоживотинное составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,45 + 0,89 + 0 - 0 = 10,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Новоживотинное, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 56,3 %.

Для ликвидации превышения ДДТН необходим ввод ГАО в объеме 3,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,34 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

#### ПС 35 кВ Рамонь-1.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,01 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 36,2 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,7 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

Согласно формуле (1) перспективная нагрузка рассматриваемых трансформаторов ПС 35 кВ Рамонь-1 составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,01 + 0,13 + 0 - 0 = 9,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Рамонь-1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 56,3 %.

Для ликвидации превышения ДДТН необходим ввод ГАО в объеме 2,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,14 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе, рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

#### Вариант № 1:

– строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая;

– реконструкция ПС 35 кВ Рамонь-1 с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

#### Вариант № 2 (альтернативный вариант):

– реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА;

- реконструкция ПС 35 кВ Рамонь-1 с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36) с заменой провода АС-70 на АС-120;
- реконструкция ПС 110 кВ Рамонь-2 замена ТТ 300/5 А на ТТ 600/5 А ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36);
- реконструкция ПС 35 кВ Березовка с заменой ВЧЗ 200 А на ВЧЗ с номинальным током 600 А ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89);
- реконструкция ПС 35 кВ Березовка с заменой ТТ 300/5 А на ТТ 600/5 А ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89);
- строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый<sup>1</sup>;
- строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая<sup>1</sup>.

### Вариант № 1. Строительство ПС 110 кВ Задонская.

Принципиальная схема сети 35 кВ Рамонского района с учетом реализации мероприятий по варианту № 1 (подключения ПС 110 кВ Задонская) представлена на рисунке 7.

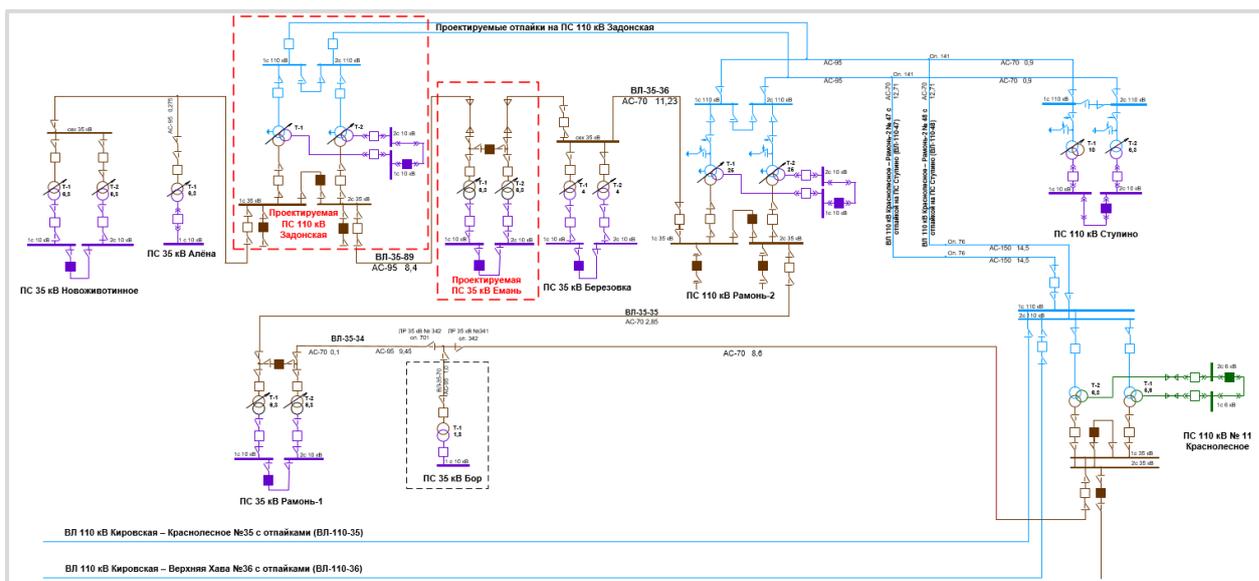


Рисунок 7 – Принципиальная схема сети 35 кВ Рамонского района с учетом подключения ПС 110 кВ Задонская

Также с вводом в эксплуатацию ПС 110 кВ Задонская планируется перевод на нее нагрузки по сети 10 кВ в объеме 4,26 МВт с ПС 35 кВ Новоживотинное.

<sup>1</sup> В варианте № 2 (альтернативный вариант) для присоединения новых потребителей, указанных в таблице 11, суммарной максимальной мощностью 14,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,31 МВА) необходимо строительство ПС 110 кВ Задонская (2×6,3 МВА) и отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино (2×14,174 км).

В таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ Задонская и перевода на нее части нагрузки с ПС 35 кВ Новоживотинное.

Таблица 13 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ Задонская и с переводом на нее части нагрузки

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка по сети 35 кВ, МВА	Перераспределенная нагрузка по сети 10 кВ, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
						2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	29,83	1,01	-12,76	–	18,08	18,08	18,08	18,08	18,08	18,08
2	ПС 35 кВ Новоживотинное	9,45	0,89	–	-4,73	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61
3	ПС 35 кВ Алена	3,31	0,15	–	–	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
4	ПС 35 кВ Рамонь-1	9,01	0,13	–	–	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14
5	ПС 35 кВ Березовка	2,52	0,23	–	–	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
6	ПС 110 кВ Задонская	–	5,80	12,76	4,73	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56
7	ПС 35 кВ Емань	–	1,10	–	–	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов в нормальной и ремонтных схемах при РБУ зимнего максимума потребления с учетом строительства ПС 110 кВ Задонская не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ.

ПС 35 кВ Новоживотинное.

Согласно формуле (1) с учетом перевода 4,26 МВт с ПС 35 Новоживотинное на ПС 110 кВ Задонская перспективная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Новоживотинное составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,45 + 0,89 + (-4,73) - 0 = 5,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и перераспределения нагрузки по сети 10 кВ не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Новоживотинное, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 85,0 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Таким образом с учетом ввода ПС 110 кВ Задонская необходимость реконструкции ПС 35 кВ Новоживотинное с заменой трансформаторов отсутствует.

ПС 110 кВ Задонская.

С учетом подключения ПС 35 кВ Новоживотинное, ПС 35 кВ Алена и части нагрузки ПС 35 кВ Емань к ПС 110 кВ Задонская по сети 35 кВ, а также перевода нагрузки в объеме 4,26 МВт с ПС 35 кВ Новоживотинное на ПС 110 кВ Задонская по сети 10 кВ перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Задонская согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 0 + (4,21 + 0,89 + 0,15 + 0,55) + (9,45 + 3,31) - 0 = 18,56 \text{ МВА.}$$

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1], п 198, мощность вновь устанавливаемых в процессе строительства (реконструкции) трансформаторов выполняется исходя из необходимости обеспечения отсутствия превышения величиной перспективной нагрузки (МВА) номинальной мощности трансформаторов в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях. Таким образом на ПС 110 кВ Задонская необходимо установить силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов в нормальной и ремонтных схемах при РБУ зимнего максимума потребления с учетом реализации мероприятий по варианту № 2 не выявил выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ.

С учетом реконструкции существующей сети 35–110 кВ в рассматриваемом районе в нормальной схеме электрической сети для РБУ зимнего максимума потребления мощности:

– токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное (ВЛ-35-89) составит 355 А (86,8 % от ДДТН);

– токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка (ВЛ-35-36) составит 411 А (85,0 % от ДДТН);

– в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) 35/10 кВ ПС 35 кВ Новоживотинное нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 61,57 % от  $S_{ддн}$ ;

– в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) 35/10 кВ ПС 35 кВ Рамонь-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает и составляет 87 % от  $S_{ддн}$ .

В таблице 14 по данным ПАО «Россети Центр» приведено сравнение капитальных затрат на реализацию вариантов электроснабжения потребителей Рамонского муниципального района.

Таблица 14 – Капитальные затраты вариантов электроснабжения потребителей Рамонского муниципального района по данным ПАО «Россети Центр»

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты в прогнозных ценах, млн руб. (с НДС)	1405,55	2080,0
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>148 %</i>

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей Рамонского муниципального района Воронежской области рекомендуется:

– строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая;

– реконструкция ПС 35 кВ Рамонь-1 с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### **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**

##### Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Воронежской области приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Воронежской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6 (10) кВ мощностью 40 МВА каждый	2×40 МВА	2027	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	1×10 МВА		

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 2025–2030 годы**

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

В таблице 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Воронежской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Воронежской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО ТК «Воронежский»	0,0	100,0	110	2024 2025	ПС 220 кВ Бобров
Более 50 МВт							
2	Тепличный комплекс	ООО «Отечество»	0,0	75,0	110	2024 2025	ПС 220 кВ Латная
3	Индустриальный парк «Масловский» и ОЭЗ ППТ «Центр»	Департамент СП	0,0	63,0	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 220 кВ Южная
Более 10 МВт							
4	Арматурный завод	ООО «Лискинский арматурный завод»	0,0	49,9	110	2024 2025	ПС 110 кВ Лиски-тяговая

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13224	13247	13448	13721	13926	14110	14333
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	23	201	273	205	184	223
Годовой темп прироста, %	–	0,17	1,52	2,03	1,49	1,32	1,58

Потребление электрической энергии по энергосистеме Воронежской области прогнозируется на уровне 14333 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,86 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 273 млн кВт·ч или 2,03 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 23 млн кВт·ч или 0,17 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Воронежской области представлены на рисунке 8.

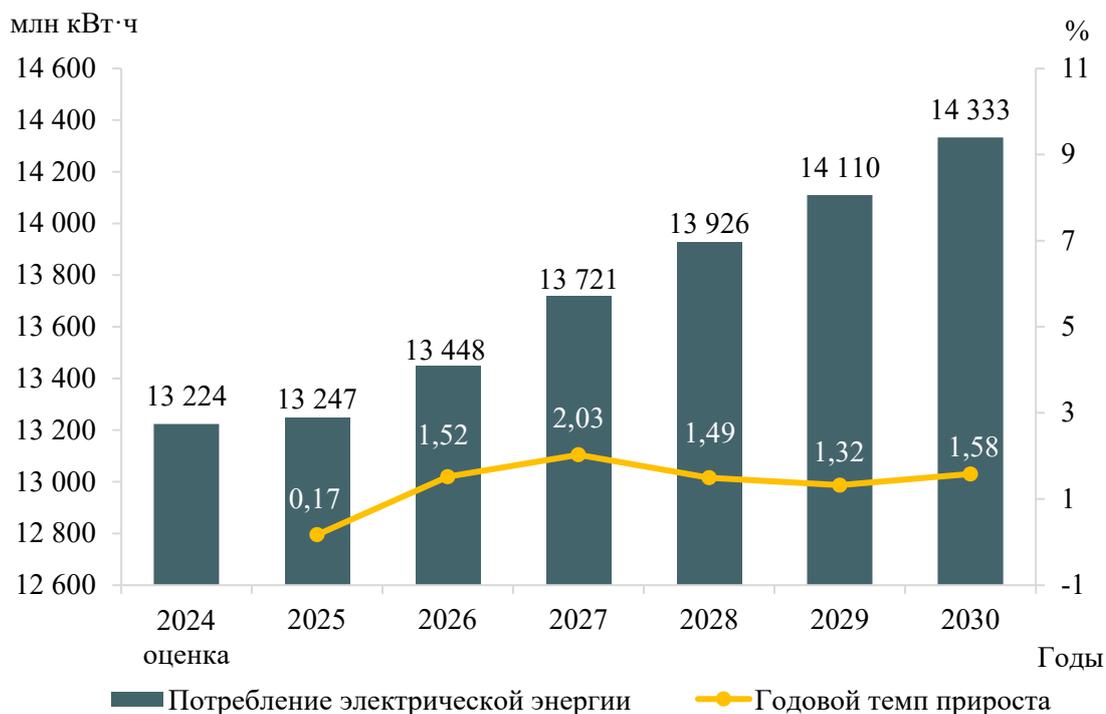


Рисунок 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления на предприятиях химической промышленности, наибольший прирост ожидается на предприятии по производству минеральных удобрений – АО «Минудобрения»;
- реализацией проектов строительства тепличных комплексов;
- вводом новых резидентов в индустриальном парке «Масловский» и ОЭЗ ППТ «Центр».

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2095	2121	2137	2156	2179	2213	2231
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	16	19	23	34	18
Годовой темп прироста, %	–	1,24	0,75	0,89	1,07	1,56	0,81

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6312	6246	6293	6364	6391	6376	6424

Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2231 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,65 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 34 МВт или 1,56 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 16 МВт или 0,75 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период немного уплотнится, что объясняется вводом новых промышленных потребителей, режим работы которых имеет тенденцию к уплотнению годового режима. Число часов использования максимума потребления мощности к 2030 году прогнозируется на уровне 6424 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Воронежской области в период 2025–2030 годов составляют 14 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Воронежской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Воронежской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	14	–	–	–	–	14
ТЭС	–	–	14	–	–	–	–	14

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Воронежской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 16 МВт на Воронежской ТЭЦ-1.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области в 2030 году составит 4314 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Воронежской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области представлена в таблице 20. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области представлена на рисунке 10.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	4312,0	4312,0	4314,0	4314,0	4314,0	4314,0	4314,0
АЭС	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3
ТЭС	533,7	533,7	535,7	535,7	535,7	535,7	535,7

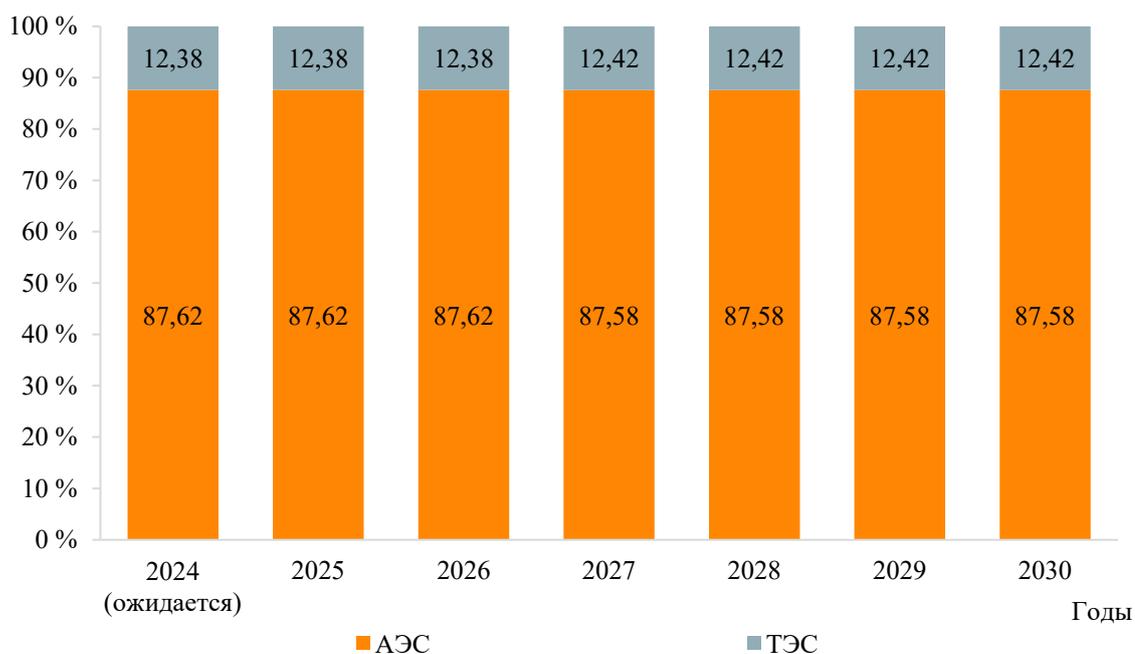


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Воронежской области 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 2024–2030 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Воронежской области не требуются.

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

В таблице 21 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 Воронежской области.

Таблица 21 – 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 Воронежской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Долина Семян», ООО «ВИТ-СТРОЙ», ООО «Ямань Резорт», ООО «Бетагран Рамонь»	ООО «Долина Семян», ООО «ВИТ-СТРОЙ», ООО «Ямань Резорт», ООО «Бетагран Рамонь»	–	14,85
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отпайкой на ПС Ступино и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отпайкой на ПС Ступино до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая	ПАО «Россети Центр»		км	2×14,174	–	–	–	–	–	–	28,348				
3	Строительство ПС 110 кВ Отечество с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Отечество»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Отечество»	ООО «Отечество»	–	75
4	Строительство КВЛ 110 кВ Латная – Отечество ориентировочной протяженностью 3,447 км	ООО– «Отечество»		км	3,447	–	–	–	–	–	–	3,447				
5	Строительство ПС 110 кВ Вознесенка с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО– «Отечество»		МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40				
6	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Вознесенка от КВЛ 110 кВ Латная – Отечество ориентировочной протяженностью 0,09 км	ООО– «Отечество»		км	0,09	–	–	–	–	–	–	0,09				
7	Строительство ПС 110 кВ Парковая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Инвестор	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Министерство строительства Воронежской области, ООО «Глобальные напитки»	Министерство строительства Воронежской области, ООО «Глобальные напитки»	–	63 4,5
8	Строительство КВЛ 110 кВ Южная – Парковая I цепь с отпайкой на ПС Индустриальная и КВЛ 110 кВ Южная – Парковая II цепь с отпайкой на ПС Индустриальная (новый участок ВЛ от отпаяк на ПС 110 кВ Индустриальная до ПС 110 кВ Парковая ориентировочной протяженностью 3,1 км, новый участок КВЛ от ПС 220 кВ Южная до отпаяк на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 1,8 км)	Инвестор		км	2×3,1 2×1,8	–	–	–	–	–	–	6,2 3,6				
9	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский с трансформатором 110/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «ТК Воронежский»	110	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Воронежский»	ООО «ТК Воронежский»	–	100
10	Строительство ЛЭП 110 кВ Бобров – ТК Воронежский ориентировочной протяженностью 2,78 км	ООО «ТК Воронежский»		км	2,78	–	–	–	–	–	–	2,78				
11	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Лискинский арматурный завод»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Лискинский арматурный завод»	ООО «Лискинский арматурный завод»	–	49,9
12	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Лиски-тяговая – Заявителя ориентировочной протяженностью 6,0 км каждая		110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6 (10) кВ мощностью 40 МВА каждый, с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	1×10	–	–	–	10	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Долина Семян», ООО «ВИТ-СТРОЙ», ООО «Ямань Резорт», ООО «Бетагран Рамонь»
2	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 47) и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 48) до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×14,174	–	–	–	–	–	–	28,348	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Долина Семян», ООО «ВИТ-СТРОЙ», ООО «Ямань Резорт», ООО «Бетагран Рамонь»

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

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 27@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 35@;

4) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 23.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Воронежской области по годам представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Воронежской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	41	677	1020	281	0	0	0	2019

## **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 Воронежской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] 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 2024 год на территории Воронежской области осуществляют свою деятельность 22 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 81 % в суммарной НВВ сетевых организаций Воронежской области).

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 Воронежской области на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

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

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

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>2</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 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

---

<sup>2</sup> Приказ Департамента государственного регулирования тарифов Воронежской области от 28.11.2022 № 72/15.

амортизационные группы<sup>3</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. Средняя за период 2025–2030 годов ставка по заемным средствам принята в размере 12 % 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 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
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 2024 год приказом Министерства тарифного регулирования Воронежской области от 19.12.2023 №65/4 «О внесении изменений в приказ Департамента государственного регулирования тарифов

<sup>3</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Воронежской области от 28.11.2022 № 72/12 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на территории Воронежской области на период 2023-2027» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Воронежской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>4</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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Воронежской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Воронежской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Воронежской области, 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 2024 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.

---

<sup>4</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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).

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,0 %	1,0 %	1,7 %	1,5 %	1,3 %	1,6 %

#### 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 утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере

последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Воронежской области представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Воронежской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2225	2559	2526	2338	2338	2338
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	237	221	188	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2482	3681	2412	2318	2318	2318

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Воронежской области 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 28 и на рисунке 11.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	22,7	25,0	26,9	28,4	29,9	31,5
НВВ	млрд руб.	22,8	25,1	26,6	26,8	27,2	27,7
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,13	0,10	-0,25	-1,63	-2,64	-3,82

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,61	2,84	3,00	3,13	3,25	3,37
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,62	2,86	2,98	2,95	2,96	2,96
Среднегодовой темп роста	%	–	109	104	99	100	100
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	0,01	-0,03	-0,18	-0,29	-0,41

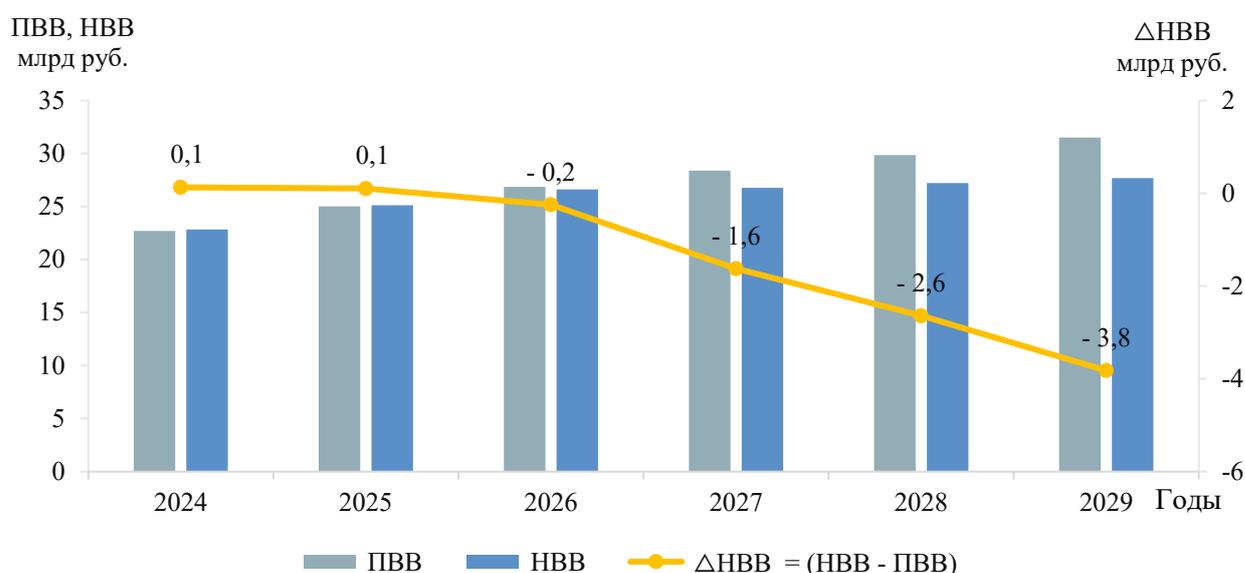


Рисунок 11 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Воронежской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 28, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Воронежской области 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 Воронежской области 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2025–2029 годов в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 2,2–21,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 12.

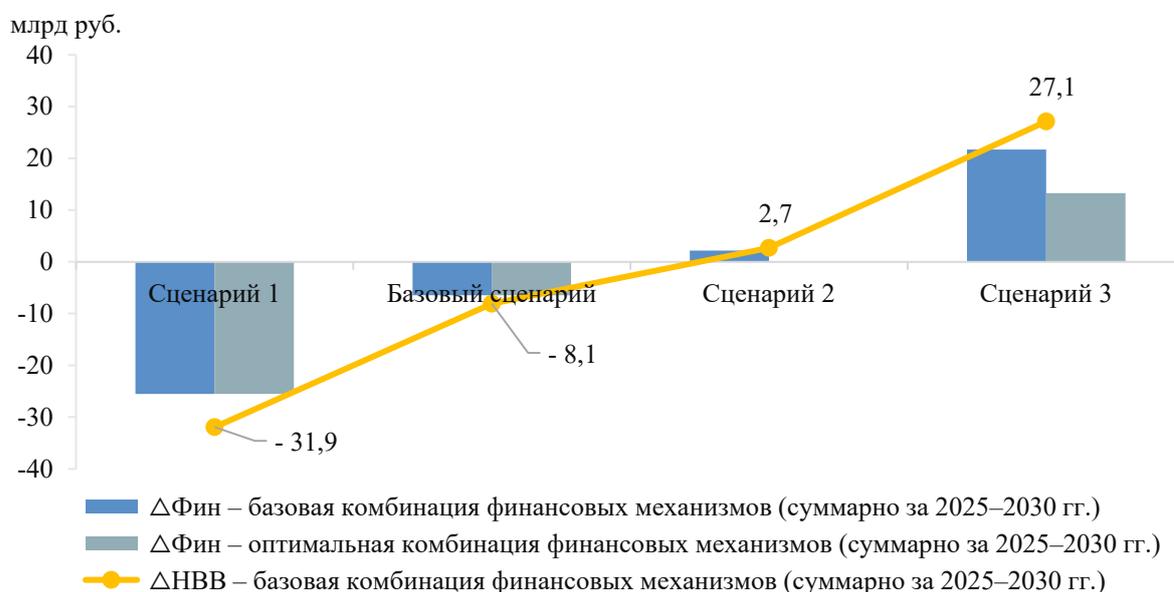


Рисунок 12 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Воронежской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	16 %	54 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	39 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 12, в прогнозном периоде определена ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 29), за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Воронежской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Воронежской области, 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 Воронежской области оценивается в 2030 году в объеме 14333 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,86 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2231 МВт. Среднегодовой темп прироста составит – 1,65 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период немного уплотнится. Число часов использования максимума потребления мощности к 2029 году прогнозируется в диапазоне 6246–6424 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Воронежской области в период 2025–2030 годов составляют 14 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Воронежской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 16 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области в 2030 году составит 4314 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ протяженностью 163,428 км, трансформаторной мощности 597 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Воронежской области														
Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		4	ВВЭР-417		417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	
		5	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		6	ВВЭР		1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	
		7	ВВЭР	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3		
Воронежская ТЭЦ-1	АО «Квадра»			Газ, мазут										
		4	ПТ-30-90/10М		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		5	ПТ-30-90/10М		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	ПТ-30-90/10М		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	Р-14-90/10-17М		14,0	14,0	14,0							Вывод из эксплуатации в 2026 г.
		8	Р-14-90/10-17М		14,0	14,0	14,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Модернизация в 2026 г.
		9	ПР-20-90/10/0,9М		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		1	ПГУ		120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	
		2	ПГУ		120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	378,3	378,3	378,3	380,3	380,3	380,3	380,3	380,3		
Воронежская ТЭЦ-2	АО «Квадра»			Газ, мазут										
		2	ПР-12-35/10М/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		1, 3	ПГУ	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0		
УТЭЦ Котельного цеха	АО «Минудобрения»			Газ, мазут										
		1	ПТ-12/35-10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПР-12-3,4/1,0/0,17		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
		3	Р-12-35/10М	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4		

**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 Воронежской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Воронежской области	Воронежская область	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	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	1 105,85	1 101,69
2	Воронежской области	Воронежская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 47) и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 48) до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 14,174 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×14,174	–	–	–	–	–	–	28,35	2025	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	299,70	293,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
3	Воронежской области	Воронежская область	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6(10) кВ мощностью 40 МВА каждый, с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	2027	Реновация основных фондов	630,22	623,52
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	1×10	–	–	–	10	2027			

Примечания

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

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