

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ВЛАДИМИРСКОЙ 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	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	12
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	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
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	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
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	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	20
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	20
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	20

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	21
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	21
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	21
3.3	Прогноз потребления мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	23
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	25
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 Владимирской области	25
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	25
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	25
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	27
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	28
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	29
7.1	Основные подходы.....	29
7.2	Исходные допущения.....	30
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	33
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	34
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	35
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	38
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	39
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	41

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	42
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	– 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 Владимирской 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 Владимирской 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 Владимирской 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 Владимирской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ и обслуживает территорию Владимирской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Вологодское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Владимирской области;
- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Владимирэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Владимирской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Владимирской области связана с энергосистемами:

- г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;
- Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Ивановской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ (Ивановское представительство)): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;
- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт.;
- Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Нижегородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Владимирской области с указанием годового потребления электрической энергии и максимального потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Владимирской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «Яндекс ДЦ Владимир»	26,0
ОАО «ЗИД»	23,0
АО «МСЗ»	15,0
ООО «РСХ»	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Владимирской области на 01.01.2024 составила 602,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Владимирской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций, расположенных на территории Владимирской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (уточнение)	
Всего	602,0	–	–	–	–	602,0
ТЭС	602,0	–	–	–	–	602,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Владимирской области в 2023 году составило 2284,3 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	2283,3	1930,5	2468,2	2301,0	2284,3
ТЭС	2283,3	1930,5	2468,2	2301,0	2284,3

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Владимирской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6991	6779	7220	7336	7481
Годовой темп прироста, %	-1,23	-3,03	6,51	1,61	1,98
Максимум потребления мощности, МВт	1211	1112	1235	1196	1236
Годовой темп прироста, %	2,37	-8,18	11,06	-3,16	3,34
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5773	6096	5846	6134	6053
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.01 10:00	15.12 10:00	18.01 11:00	13.01 10:00	14.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,1	-6,7	-23,1	-16,9	-12,2

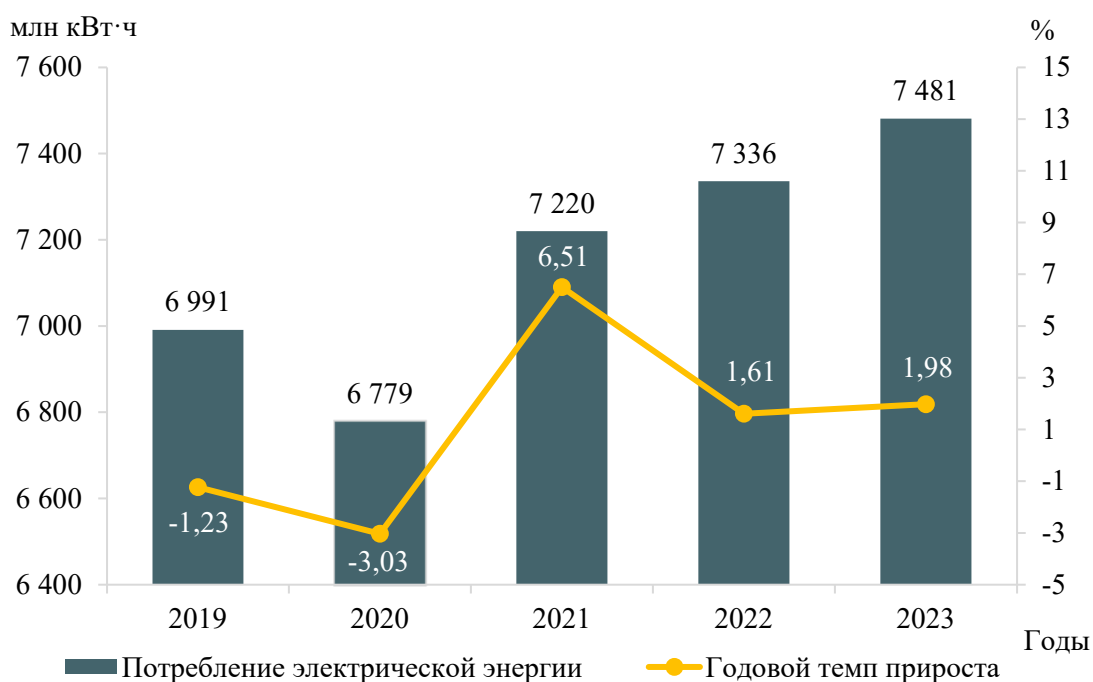


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Владимирской области и годовые темпы прироста

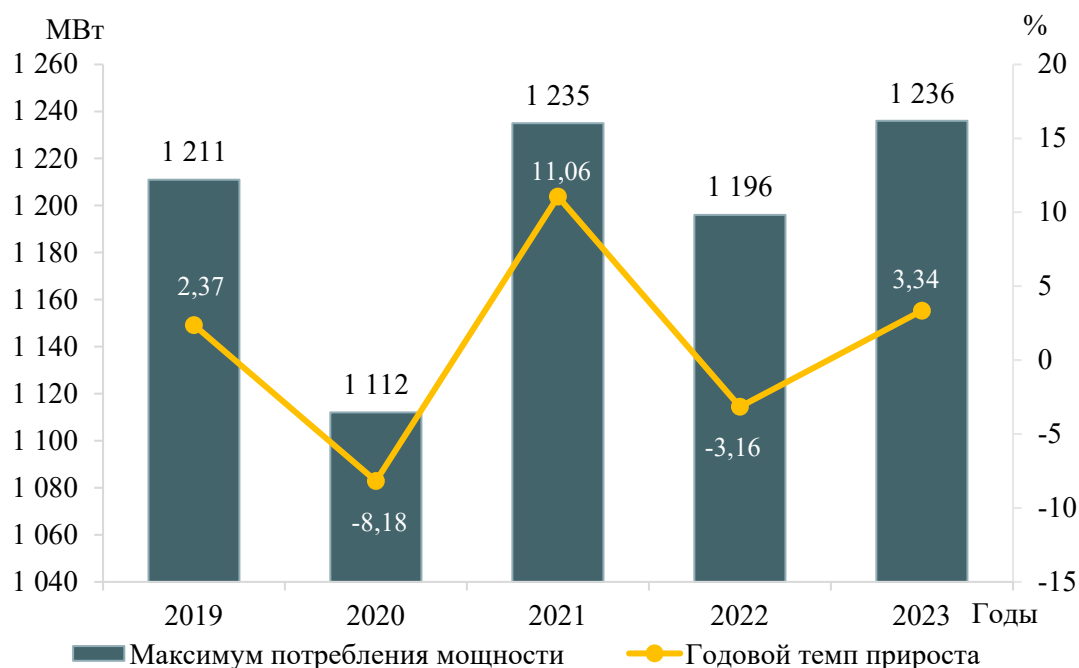


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Владимирской области увеличилось на 403 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7481 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,11 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,51 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,03 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области вырос на 53 МВт и составил 1236 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,88 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,06 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности составило 8,18 % в 2020 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области был зафиксирован в 1990 году в размере 1538 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления промышленными потребителями, в том числе в сфере обработки и хранения данных ООО «Яндекс ДЦ Владимир»;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- разнонаправленными тенденциями потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Владимирской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Владимирской 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	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Суздаль I цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,91 км
2	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Суздаль II цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,91 км
3	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Новоалександрово II цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,802 км
4	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Новоалександрово I цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,802 км
5	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая) I цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,031 км
6	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая) II цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,028 км
7	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Районная I цепь	ПАО «Россети»	2021	1,12 км
8	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Районная II цепь	ПАО «Россети»	2021	1,1 км
9	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская – Районная (новая) I цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,891 км
10	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская – Районная (новая) II цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,895 км
11	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Западная I цепь с отпайкой на ПС Семязино	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,258 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Западная II цепь с отпайкой на ПС Семязино	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,254 км
13	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Владимирская – Районная (новая) II цепь	ПАО «Россети»	2022	1,918 км
14	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Заря – Районная (новая)	ПАО «Россети»	2022	1,888 км
15	220 кВ	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая)	ПАО «Россети»	2022	2,121 км
16	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая) I цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,069 км
17	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая) II цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,072 км
18	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Пенкино с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,545 км
19	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Химзаводская №3	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,39 км
20	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Тракторная I цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	1,32 км
21	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Тракторная II цепь	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	1,324 км
22	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Химзаводская I цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,8 км
23	110 кВ	Перезавод в новое РУ 110 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 110 кВ Районная (новая) – Химзаводская II цепь с отпайками	ПАО «Россети», ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,808 км
24	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Доброград от ВЛ 110 кВ Заря – Южная I цепь с отпайкой на ПС Мелехово	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	9,8 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
25	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Южная – Мелехово до ПС 110 кВ Доброград	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	9,8 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	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кольчугино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	40 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Легково	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	10 МВА
3	110 кВ	Ввод трансформатора Т-5 на ПС 220 кВ Районная	ПАО «Россети»	2022	80 МВА
4	110 кВ	Ввод трансформатора Т-6 на ПС 220 кВ Районная	ПАО «Россети»	2022	80 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Красный Октябрь	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	6,3 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Рпень	АО «ОРЭС-Владимирская область»	2023	25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Доброград	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	12,6 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 Владимирской 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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни 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	0,60
	19.06.2019	21,1
2020	16.12.2020	-6,0
	17.06.2020	22,6
2021	15.12.2021	-3,7
	16.06.2021	20,0
2022	21.12.2022	-12,3
	15.06.2022	18,3
2023	20.12.2023	2,5
	21.06.2023	12,4

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , 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 Арсаки	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	6,3	2,535	4,434	4,085	4,469	4,131	2,094	4,667	2,005	5,202	4,394	0
		110/35/10	Т-2	115/38,5/11	6,3	2,035	2,168	3,014	2,196	1,754	3,833	0	3,49	1,584	1,592	
2	ПС 110 кВ Борисовская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	4,68	5,00	5,40	5,41	4,72	2,97	3,29	3,59	3,10	6,45	0,1
		110/35/10	Т-2	115/38,5/11	10	5,06	6,24	6,67	5,22	6,03	3,83	3,46	5,09	3,15	4,37	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Арсаки	Т-1	ТМТН-6300/110-71У1	1984	37,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМТН-6300/110-71У1	1984	75,0	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Борисовская	Т-1	ТМТН-16000/110 У1	2016	100,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТМТН-10000/110-79У1	1985	75,0	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Меленки	Т-резерв	ТДТН-10000/110	1972	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Арсаки	2021 / зима	7,01	ПС 110 кВ Арсаки	Договоры на ТП ниже 670 кВт (201 шт.)			2024	4,775	0,740	0,23–10	0,4035	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
2	ПС 110 кВ Борисовская	2021 / зима	12,07	ПС 35 кВ Северная	ООО «Объединенная компания РусТехнологии Муром»	17.06.2021	331027931	2024	1,000	0	6	0,7	13,07	13,07	13,07	13,07	13,07	13,07
					Договоры на ТП ниже 670 кВт (86 шт.)			2024	2,455	0,167	0,23–10	0,2288						

ПС 110 кВ Арсаки.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 96,43 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,169.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,035 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,429 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,01 + 0,429 + 0 - 0 = 7,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,27 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Арсаки ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Арсаки расчетный объем ГАО составит 0,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,53 МВА.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

Замену трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Арсаки предлагается реализовать путем перекачки резервного трансформатора с ПС 110 кВ Меленки.

Высвободившийся после перекачки трансформатор ТМТН-6300/110-71У1 фактически будет располагаться на ПС 110 кВ Арсаки с переводом в аварийный резерв.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Борисовская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 12,07 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 103,29 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора (Т-2) при ТНВ -3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,169.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,1 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) 11,97 МВА (102,4 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,288 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,998 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,07 + 0,998 + 0 - 0,1 = 12,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) 110,98 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Борисовская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Борисовская расчетный объем ГАО составит 1,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 12,97 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Владимирской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

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 энергосистеме Владимирской области до 2030 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Владимирской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Владимирской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7904	7729	7722	7741	7773	7763	7774
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-175	-7	19	32	-10	11
Годовой темп прироста, %	–	-2,21	-0,09	0,25	0,41	-0,13	0,14

Потребление электрической энергии по энергосистеме Владимирской области прогнозируется на уровне 7774 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,55 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 32 млн кВт·ч или 0,41 %. Наибольшее снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 175 млн кВт·ч или 2,21 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Владимирской области представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Владимирской области и годовые темпы прироста

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

- ростом потребления на действующем потребителе в сфере обработки и хранения данных ООО «Яндекс ДЦ Владимир»;
- увеличением потребления в пищевом производстве.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1253	1273	1271	1273	1275	1276	1278
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	20	-2	2	2	1	2
Годовой темп прироста, %	–	1,60	-0,16	0,16	0,16	0,08	0,16
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6308	6071	6076	6081	6096	6084	6083

Максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1278 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,48 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 20 МВт или 1,60 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и будет иметь отрицательное значение 2 МВт или 0,16 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6083 ч/год против 6071 ч/год в 2025 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Владимирской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

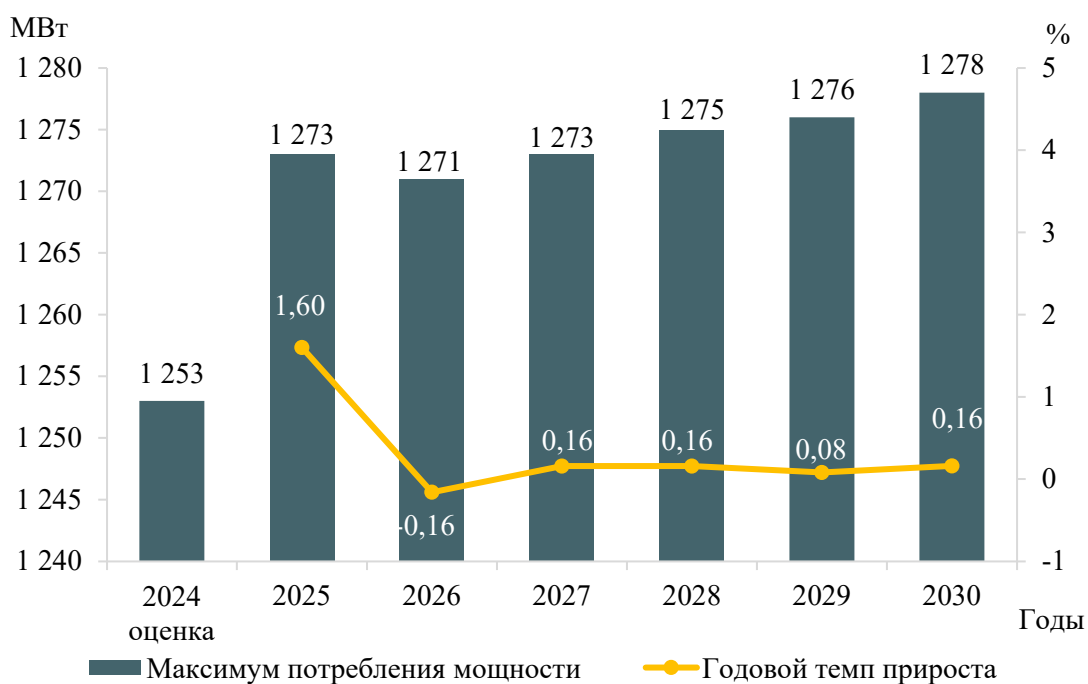


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Владимирской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Владимирской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Владимирской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 602 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Владимирской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Владимирской области представлена в таблице 13. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Владимирской области представлена на рисунке 5.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Владимирской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	602	602	602	602	602	602	602
ТЭС	602	602	602	602	602	602	602

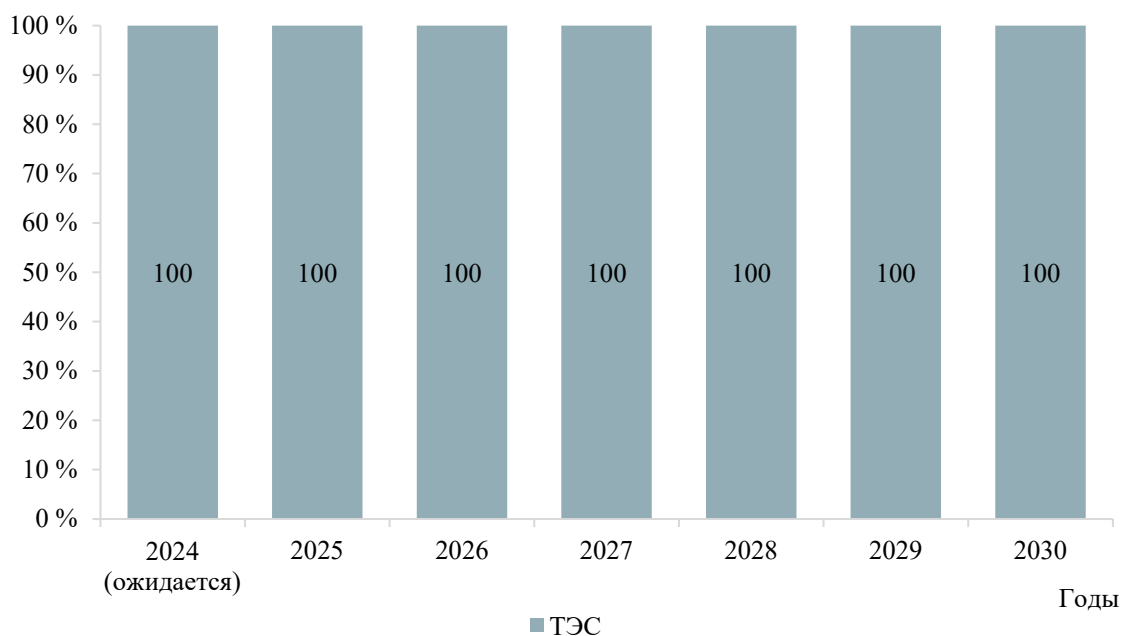


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Владимирской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Владимирской 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 Владимирской 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 Владимирской области

Реализуемые и перспективные мероприятия 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 Владимирской области отсутствуют.

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – 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	Реконструкция ПС 110 кВ Арсаки с перемещением резервного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Меленки на ПС 110 кВ Арсаки взамен Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
		ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	–	10	
2	Реконструкция ПС 110 кВ Борисовская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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 Владимирской 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 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:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Владимирской 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 Владимирской области осуществляют свою деятельность 12 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 71 % в суммарной НВВ сетевых организаций Владимирской области) и АО «ОРЭС-Владимирская область» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 21 % в суммарной НВВ сетевых организаций Владимирской 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 Владимирской 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 тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и 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

¹ Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Владимирской области от 24.11.2022 № 39/341 и № 39/344.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная 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 %.

В соответствии с основным методом регулирования отдельных основных ТСО НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11% и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА 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 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
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 приказ Министерства государственного регулирования цен и тарифов Владимирской области от 28.12.2023 № 55/506 «О внесении изменений в постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Владимирской области от 24.11.2022 № 39/345» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Владимирской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 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 Владимирской 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 Владимирской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Владимирской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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).

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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-2,5 %	-0,1 %	0,2 %	0,4 %	-0,1 %	0,1 %

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 Владимирской области представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Владимирской 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:	1801	1902	1928	1928	1928	1928
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	61	65	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2298	2208	2164	2144	2144	2144

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Владимирской 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 18 и на рисунке 6.

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

Таблица 18 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Владимирской 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.	15,6	16,5	17,2	17,8	18,5	19,1
НВВ	млрд руб.	15,1	16,4	17,2	17,6	18,1	18,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,6	-0,08	-0,01	-0,2	-0,4	-0,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,94	3,10	3,23	3,33	3,45	3,57
Среднегодовой темп роста	%	–	106	104	103	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,83	3,09	3,23	3,29	3,38	3,44
Среднегодовой темп роста	%	–	109	104	102	103	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,11	-0,01	-0,002	-0,03	-0,07	-0,14

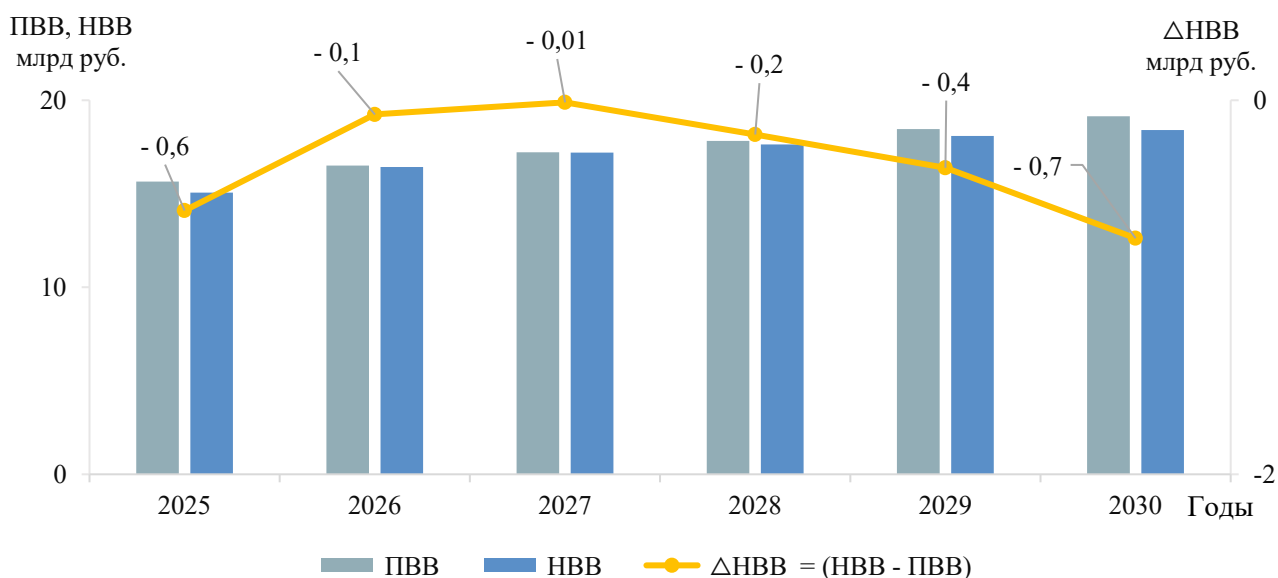


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Владимирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 18, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Владимирской 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 Владимирской 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 на всем рассматриваемом периоде в сценарии 2,3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 4,0–12,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

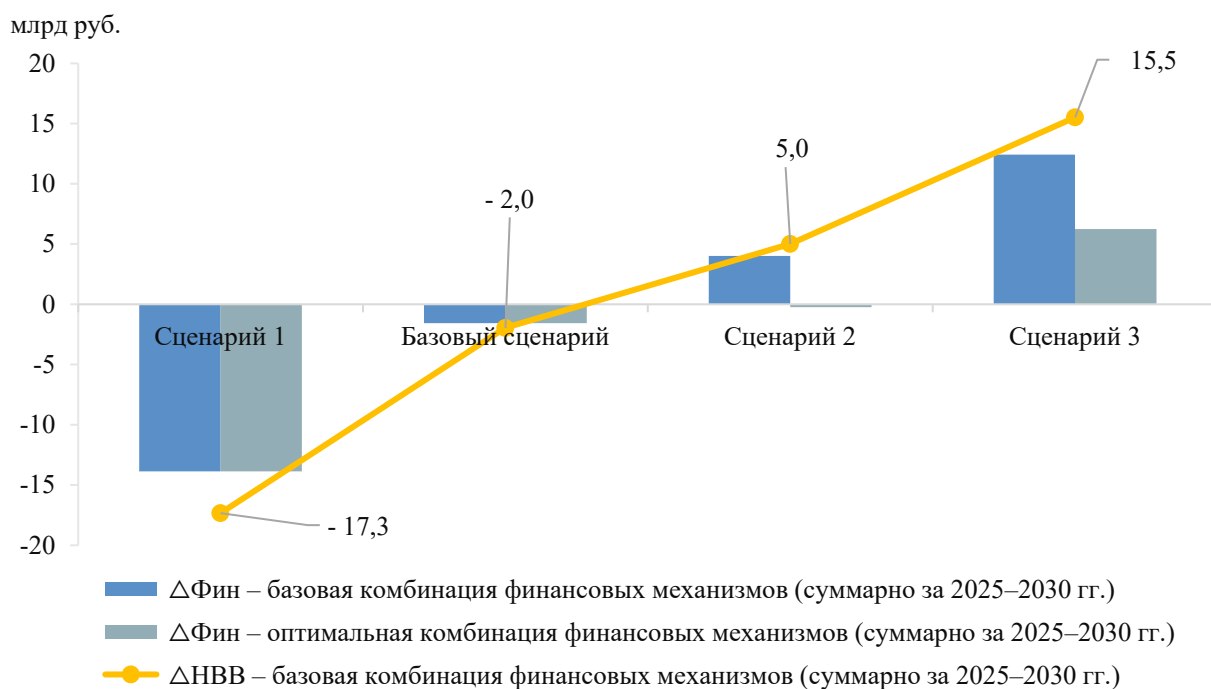


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Владимирской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	24 %	30 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	61 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 19), 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 Владимирской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Владимирской 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 Владимирской области оценивается в 2030 году в объеме 7774 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,55 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Владимирской области к 2030 году увеличится и составит 1278 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,48 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Владимирской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6071–6096 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Владимирской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Владимирской области в 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 602 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Владимирской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Владимирской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 26 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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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/ (дата обращения: 30.08.2024).

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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Владимирской области														
Владимирская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут										
		3	T-100/110-120		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	T-100/110-120		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		5	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		6	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		1, 7	ПГУ		236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0	596,0		
ГПЭС «КЭМЗ»	ООО «КЭМЗ-Энерго»			Газ										
		1	Caterpillar3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	Caterpillar3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	Caterpillar3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		

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 Владимирской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	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	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Арсаки с перемещением резервного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Меленки на ПС 110 кВ Арсаки взамен Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	40,89	40,89
			ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–		154,55	154,55

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	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				
2	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция Борисовская трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА ПС 110/35/10 кВ с заменой Т-2 110/35/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	179,04	179,04

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ 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, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках 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, Министерства энергетики Российской Федерации.