

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
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	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	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.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
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	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	17
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	17
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	17
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.....	18

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	18
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области	18
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	22
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	22
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	24
3.3	Прогноз потребления мощности.....	25
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	26
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
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 Тульской области.....	30
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	34
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	35
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	36
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	37
7.1	Основные подходы.....	37
7.2	Исходные допущения.....	38
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	41
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	42
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	43
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	46
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	47
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.....	49

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная 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
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СК	–	синхронный компенсатор
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор

ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Тульской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 Тульской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- 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 Тульской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ и обслуживает территорию Тульской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тульской, Рязанской и Калужской областей;

- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

- ООО «Энергосеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

- Московская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги» (Московская дирекция по энергообеспечению Трансэнерго ОАО «РЖД») – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

- АО «Алексинская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тульской области связана с энергосистемами:

- г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

- Калужской области (Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

- Рязанской области (операционная зона Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Орловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): КВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Тульской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «НАК «Азот»	194,0
АО «Щекиноазот»	122,0
Более 50 МВт	
ООО ТК «Тульский»	76,0
АО «Тулачермет»	65,0
ООО «ПромСорт-Тула»	57,0
Более 10 МВт	
ООО «Каргилл»	39,0
ООО «ХайдельбергЦемент Рус» в п. Новогуровский	34,0
АО «КМЗ»	20,0
ООО «Проктер энд Гэмбл-Новомосковск»	13,0
ООО «ЭвоКом»	13,0
АО «Гланит»	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на 01.01.2025 составила 1571,2 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тульской 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 энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения (присоеди- нение)	
Всего	1596,2	–	25,0	–	–	1571,2
ТЭС	1596,2	–	25,0	–	–	1571,2

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2024 году составило 6050,5 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тульской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	5105,0	5344,2	5400,1	5049,8	6050,5
ТЭС	5105,0	5344,2	5400,1	5049,8	6050,5

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10269	10799	11135	11261	11594
Годовой темп прироста, %	-0,20	5,16	3,11	1,13	2,96
Максимум потребления мощности, МВт	1577	1679	1712	1752	1791
Годовой темп прироста, %	1,87	6,47	1,97	2,34	2,23
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6512	6432	6504	6428	6473
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 10:00	24.12 11:00	08.12 12:00	10.01 17:00	12.01 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,1	-14,2	-8,0	-13,9	-12,9

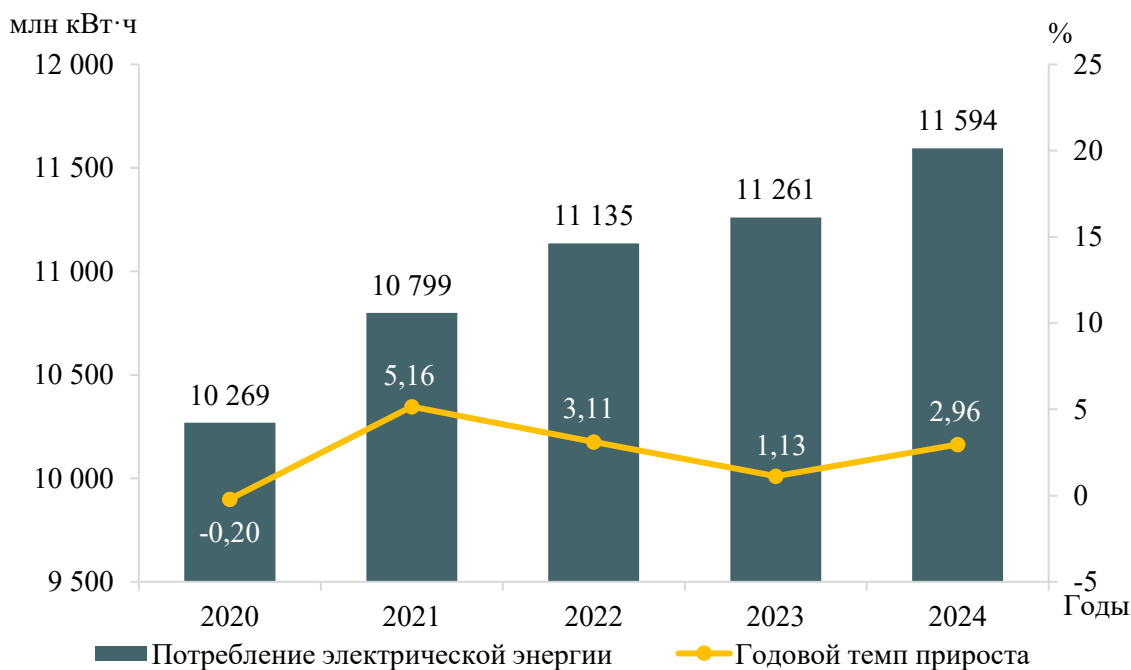


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

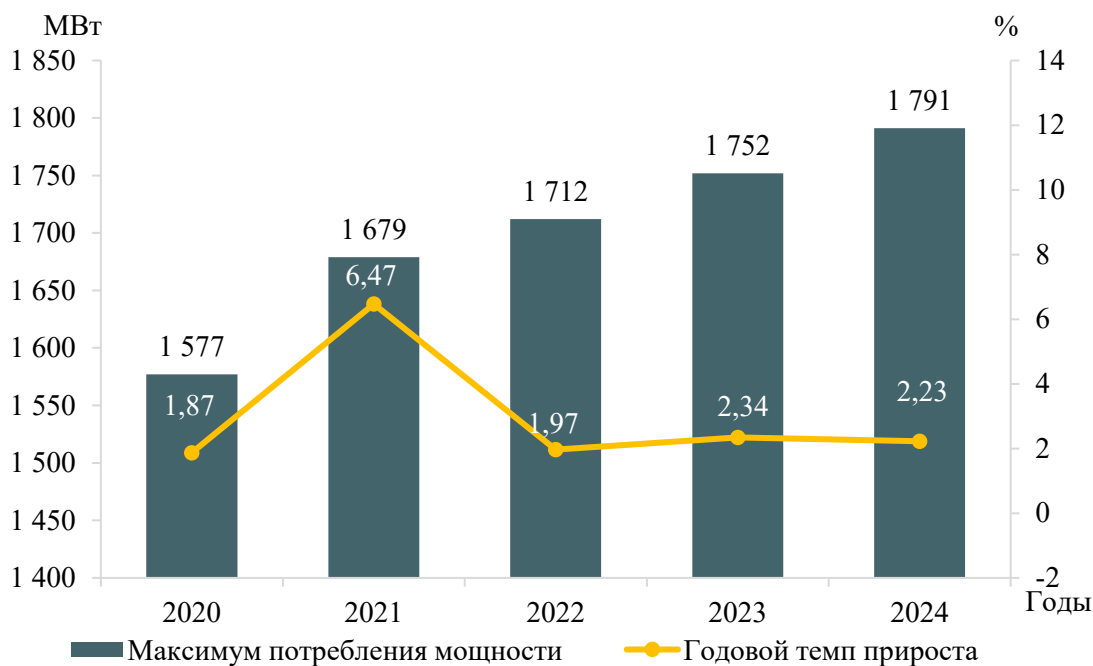


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области выросло на 1304 млн кВт·ч и составило в 2024 году 11594 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,42 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 5,16 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,20 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области вырос на 243 МВт и составил 1791 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,96 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 6,47 % в 2021 году. Наименьший годовой темп прироста наблюдался в 2020 году и составил 1,87 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области был зафиксирован в 1991 году в размере 2396 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом и химическом производствах;
- увеличением потребления на железнодорожном транспорте;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе вводом на тепличном комбинате ООО ТК «Тульский»;
- ростом потребления населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 Тульской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тульской 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	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная	ПАО «Россети	2020	0,69 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная	ПАО «Россети»	2020	0,72 км
3	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 1	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 км
4	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 2	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Велес от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,105 км
6	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид № 1	АО «Щекиноазот»	2023	3,24 км
7	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид № 2	АО «Щекиноазот»	2023	3,24 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Красные Ворота от ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №1 с отпайками	ПАО «Россети»	2023	0,115 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Красные Ворота от ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташевская	ПАО «Россети»	2023	0,115 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Велес от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево протяженностью 0,106 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2024	0,106 км
11	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ефремов – Глюкозная № 1 с отпайкой на ПС Компрессорная протяженностью 0,559 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2024	0,559 км
12	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Звезда – Одом I цепь протяженностью 16,12 км	ООО «Черкизово ТЭК»	2024	16,12 км
13	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Звезда – Одом II цепь протяженностью 16,12 км	ООО «Черкизово ТЭК»	2024	16,12 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 Тепличная	ООО Тепличный комплекс «Тулский»	2020	80 МВА
2	220 кВ	Установка трансформатора Т-26 на Черепетской ГРЭС	ПАО «Интер РАО ЕЭС»	2021	40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Велес с трансформатором Т-1 110/35/10 кВ	ПАО «Центр и Приволжье»	2022	16 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Карбамид	АО «Щекиноазот»	2023	2×60 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Красные Ворота	ПАО «Россети»	2023	2×25 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Одом с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Черкизово ТЭК»	2024	2×63 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Советская с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Центр и Приволжье»	2024	10 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Центр и Приволжье»	2024	16 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Центр и Приволжье»	2024	16 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 Тульской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится Заокский энергорайон.

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Заокском энергорайоне.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Заокского энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с аварийным отключением ВЛ 220 кВ Протон – Калужская I (II) цепь в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Протон – Калужская II (I) цепь токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками превышает АДТН на величину 9,8 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт	Создание на Алексинской ТЭЦ устройств АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	Отсутствуют	Создание на Алексинской ТЭЦ устройств АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по развитию электрических сетей 110 кВ на территории Тульской области, направленные на исключение рисков ввода ГАО, и по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, 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

Предложения от сетевых организаций на территории Тульской 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 Тульской 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

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 500 кВ Левша с тремя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	3×3×167 МВА	2029	ПАО «Россети»
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	2×2,7 км	2029	ПАО «Россети»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
3	Заходы ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	2×1,6 км	2029	ПАО «Россети»
4	Заходы ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	2×2,9 км	2029	ПАО «Россети»
5	Заходы ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	2×1,4 км	2029	ПАО «Россети»

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.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

2.4.1 Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- город Москва;
- Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 9. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 9 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 % ³⁾	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций ¹⁾	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической ²⁾	15338	16272	16272	16272	16272	16272
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

Примечания

1 ¹⁾ При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 ²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 ³⁾ Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026–2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее

учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская в 2025 году;

- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино в 2028 году;

- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие в 2028 году;

- строительство ПС 500 кВ Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

- строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

- строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

- строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

- строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

- строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

- строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

- реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;

- строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;

- строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;

- строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

- строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

- строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;

- строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 250 МВт в 2027 году;

- строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 250 МВт в 2028 году;

- строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 450 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ

«Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 10 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Тульской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Тульской 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Комплекс метизного производства	ООО «Метизы Тула-Сталь»	0,0	55,0	110	2026 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 220 кВ Металлургическая ПС 110 кВ Болоховская
Более 10 МВт							
2	Предприятие пищевого производства	ООО «Черкизово ТЭК»	4,0	45,0	110	2025	ПС 220 кВ Звезда
3	ПАО «Тулачермет» (увеличение мощности)	АО «Тулачермет»	50,0	30,0	110	2025	ТЭЦ Тулачермет
4	ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус» (увеличение мощности)	ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус»	20,0	29,4	10	2025	ПС 110 кВ Индустриальная
5	Машиностроительный завод	АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»	11,4	26,0	110	2025	ПС 110 кВ Баташевская
6	Жилая застройка	АО «СК Внешстрой»	0,87	18,66	0,4	2025 с поэтапным набором мощности до 2031 ¹⁾	Новая ПС 110 кВ Красные ворота
7	Многоэтажная жилая застройка	ИП Авилушкина О.В.	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Стечкин
8	Предприятие по производству цемента	ООО «ХайдельбергЦемент Рус»	0,0	10,0	220	2026	ПС 220 кВ Приокская

Примечание – ¹⁾ Реализация инвестиционного проекта в полном объеме планируется за рамками рассматриваемого прогнозного периода.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11720	11888	12228	12635	12929	13097	13330
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	168	340	407	294	168	233
Годовой темп прироста, %	–	1,43	2,86	3,33	2,33	1,30	1,78

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тульской области к 2031 году прогнозируется на уровне 13330 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,01 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 407 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,33 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 и 2030 годах и составит 168 млн кВт·ч или 1,43 % и 1,30 % соответственно.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 10.

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



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

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

- увеличением потребления на действующих промышленных предприятиях, наибольший рост потребления ожидается в химическом производстве – на АО «НАК «Азот»;
- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населением, связанное с ростом объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1881	1893	1966	2019	2026	2029	2053
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	12	73	53	7	3	24
Годовой темп прироста, %	–	0,64	3,86	2,70	0,35	0,15	1,18

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6231	6280	6220	6258	6382	6455	6493

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2031 году прогнозируется на уровне 2053 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,97 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 73 МВт, что соответствует годовому темпу прироста мощности 3,86 %, наименьший прирост мощности ожидается в 2030 году в размере 3 МВт или 0,15 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6493 ч/год.

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

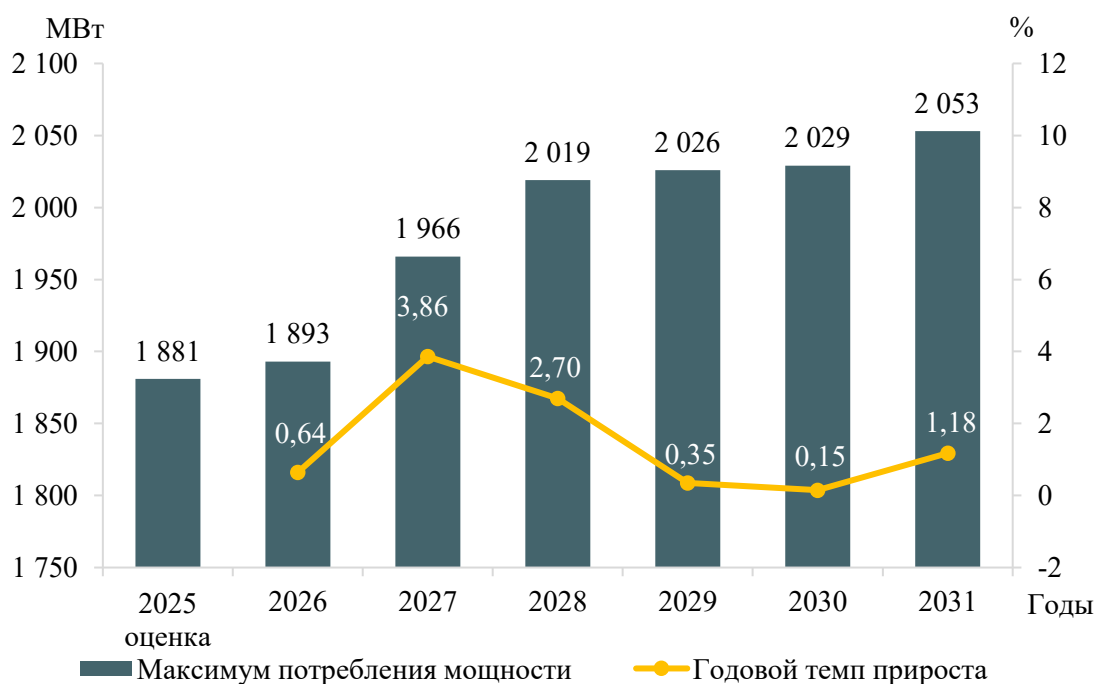


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

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 Тульской области в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области к 2031 году составит 1539,2 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тульской области не претерпит существенных изменений.

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

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2
ТЭС	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2	1539,2

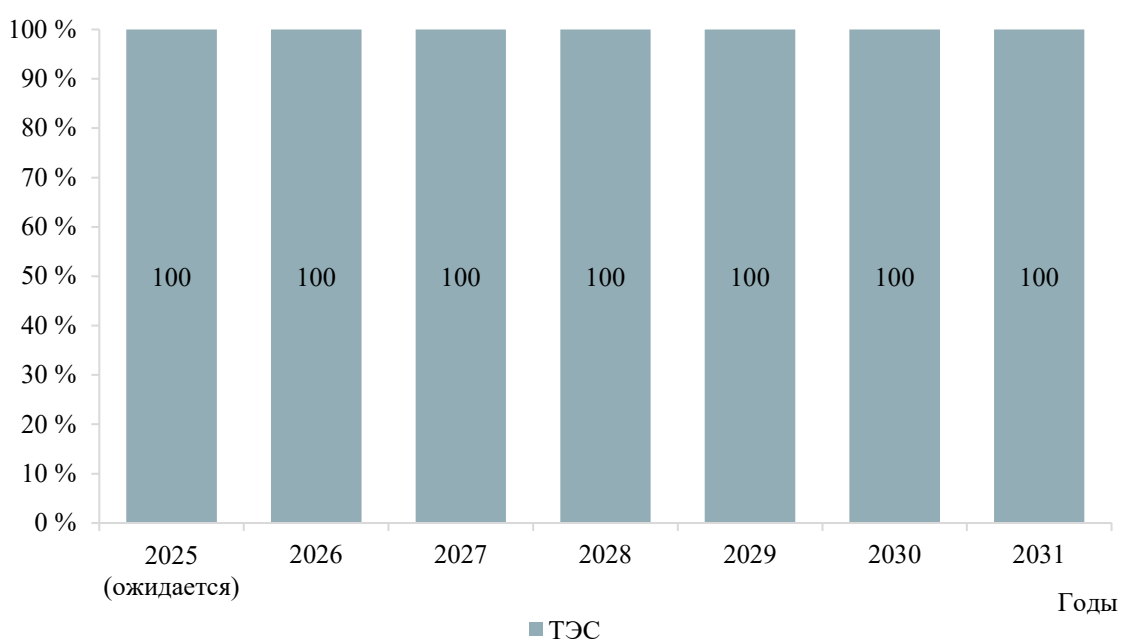


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тульской 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 2025–2031 годы

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

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

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Создание на Алексинской ТЭЦ устройств АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	АО «РИР Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 15 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 Тульской области.

Таблица 15 – 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 Тульской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения , кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ТЭЦ Тулачермет с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Тулачермет»	110	МВА	–	–	–	1×32	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Тулачермет»	ПАО «Тулачермет»	50	30

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 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км ¹⁾	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.
2	Строительство ПС 500 кВ Левша с тремя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×3×167	–	–	1503	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×2,7	–	–	5,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×1,6	–	–	3,2	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×2,9	–	–	5,8	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×1,4	–	–	2,8	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, Московской области.

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Тульской области, отсутствуют.

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 Тульской 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 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и 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 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [1]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза 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);

– 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 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тульской области по годам представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тульской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	282,78	387,99	531,91	548,55	6691,31	6856,95	20605,58	35905,08

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 [2];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской 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 [4] 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 2025 год на территории Тульской области осуществляют свою деятельность 8 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 79 % в суммарной НВВ сетевых организаций Тульской 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 Тульской 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 [3];
- 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 [3], 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 2024 год в соответствии с:

- 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 [5].

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 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –

¹ Постановление Комитета Тульской области по тарифам от 25.11.2022 № 50/4.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

25 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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 18.

Таблица 18 – 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)
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 28.11.2024 № 43/3 «Об установлении отдельных

тарифов (иных показателей) на регулируемые виды деятельности для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Тульской области и о внесении изменений в постановления комитета Тульской области по тарифам» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Тульской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Тульской 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 Тульской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Тульской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	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	0,3 %	2,0 %	1,2 %	0,9 %	0,8 %	0,8 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 Тульской области представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Тульской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2261	2250	2250	2803	3058	3083
объемы 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)	11	–	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2923	2679	2676	3204	3582	3674

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской 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 21 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 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	19,9	22,1	23,5	24,8	26,1	27,5
НВВ	млрд руб.	19,6	21,3	22,3	23,6	24,7	26,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,4	-0,8	-1,3	-1,2	-1,4	-0,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,71	4,02	4,24	4,43	4,62	4,82
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,64	3,88	4,01	4,21	4,37	4,66
Среднегодовой темп роста	%	–	107	103	105	104	107
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,07	-0,14	-0,23	-0,22	-0,25	-0,16

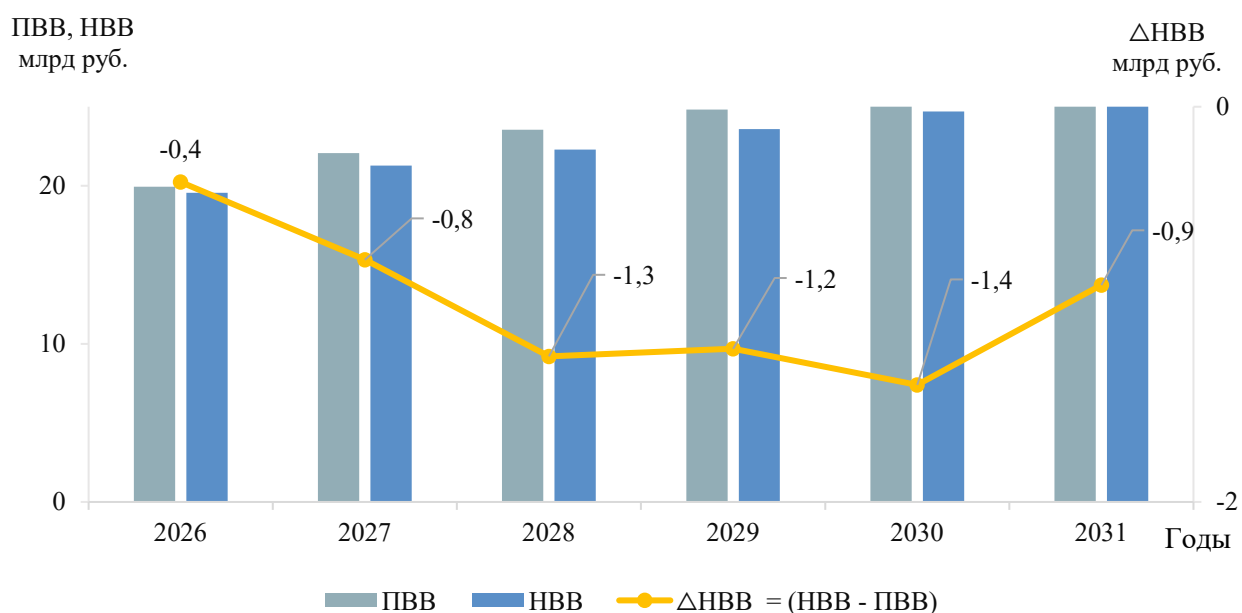


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Тульской 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 Тульской 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки в период 2027–2031 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) среднего единого (котлового) тарифа. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита финансирования составляет 2,8–20,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

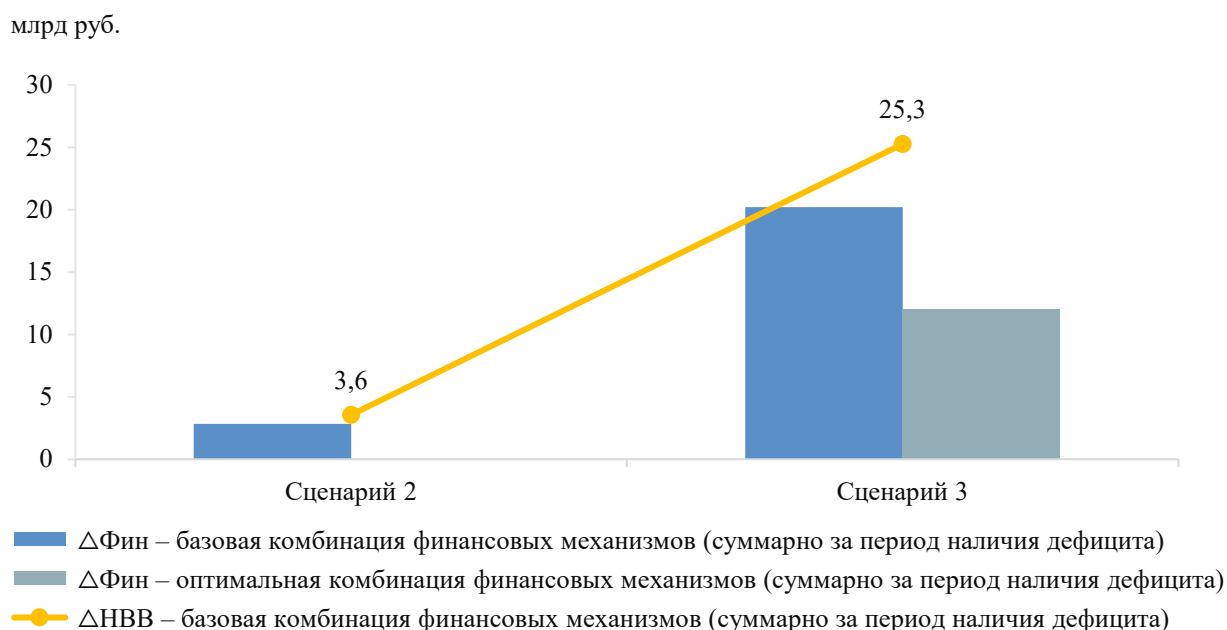


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	29 %	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	37 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде определена ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 22) 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 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тульской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тульской 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 Тульской области оценивается в 2031 году в объеме 13330 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,01 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2031 году увеличится и составит 2053 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,97 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области в 2026–2031 годах прогнозируется в диапазоне 6220–6493 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2031 году составит 1539,2 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 123,2 км, трансформаторной мощности 1535 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: 29.08.2025).

2. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: 29.08.2025).

3. 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: 29.08.2025).

4. 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: 29.08.2025).

5. 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: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Тульской области													
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Уголь									
		8	К-225-12,8-4Р		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		9	К-225-12,8-4Р		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»			Газ, мазут									
		11	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		12	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Новомосковская ГРЭС	АО «НАК «Азот»			Газ, уголь									
		7	Р-32-90/13		32,0								Вывод из эксплуатации 01.02.2025
		8, 9	ПГУ-190 (8 PG9171E, 9 SST-600)		187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	219,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	
Первомайская ТЭЦ	АО «Щекиноазот»			Газ									
		1	П-25-29/13		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	Р-15-90/31		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	П-25-29/13		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	Р-15-90/31		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		5	ПР-25-90-10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
Ефремовская ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут									
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Алексинская ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, уголь									
		2	ПР-12-90/15/7М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5, 6, 7	ПГУ-1 (5 SGT-800, 6 SGT-800, 7 SST-400)		124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	
ТЭЦ-ПВС Тулачермет	АО «Тулачермет»			Газ, уголь									
		2	ПТ-25-90/1М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	Р-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	Р-12-90/31М		10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
		5	ПТ-60-90		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	
ТЭЦ-ПВС КМЗ	АО «КМЗ»			Газ									
		1	ПТ-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергоцентр ООО «Каргилл»	ООО «Каргилл»			Газ									
		ГПА-1	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-2	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-3	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-4	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-5	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-6	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Тульской 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	103 850,31	103 850,31
2	Тульской области	Тульская область	Строительство ПС 500 кВ Левша с тремя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×3×167	–	–	1503	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	14 326,74	14 326,74
3	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×2,7	–	–	5,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×1,6	–	3,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	146,19	146,19
5	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×2,9	–	5,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	249,79	249,79
6	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×1,4	–	2,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	125,14	125,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	Тульской области	Тульская область	Создание на Алексинской ТЭЦ устройств АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	АО «РИР Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,21	13,21

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ 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.