

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
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	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
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	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	13
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	13
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	13
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	13
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	14
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	14
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	14
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	15
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области	15
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	18
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	18
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	20
3.3	Прогноз потребления мощности.....	21
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	24
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	24
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.....	24
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26
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	28
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	29
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	30
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	31
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	32
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	33
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	34
	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 36

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПД	–	проектная документация
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
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 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 Тульской 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 Тульской 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 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;

– АО «Тульские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области;

– АО «Щёкинская городская электросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

– ООО «ПромЭнергоСбыт» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области;

– АО «Алексинская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) 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 – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Калужской области (Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 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»	182,0
АО «Щекиноазот»	107,0
Более 50 МВт	
ООО ТК «Тульский»	76,0
АО «Тулачермет»	74,0
ООО «ПромСорт-Тула»	59,0
Более 10 МВт	
ООО «Каргилл»	40,0
ООО «ХайдельбергЦемент Рус» в п. Новогуровский	34,0
ООО «Проктер энд Гэмбл-Новомосковск»	14,0
ООО «Эссити»	13,0
АО «Гланит»	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на 01.01.2024 составила 1596,2 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения (присоеди- нение)	
Всего	1639,2	–	43,0	–	–	1596,2
ТЭС	1639,2	–	43,0	–	–	1596,2

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2023 году составило 5049,8 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	5296,0	5105,0	5344,2	5400,1	5049,8
ТЭС	5296,0	5105,0	5344,2	5400,1	5049,8

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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10290	10269	10799	11135	11261
Годовой темп прироста, %	2,66	-0,20	5,16	3,11	1,13
Максимум потребления мощности, МВт	1548	1577	1679	1712	1752
Годовой темп прироста, %	-0,26	1,87	6,47	1,97	2,34
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6647	6512	6432	6504	6428
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 19:00	10.12 10:00	24.12 11:00	08.12 12:00	10.01 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,8	-9,1	-14,2	-8,0	-13,9

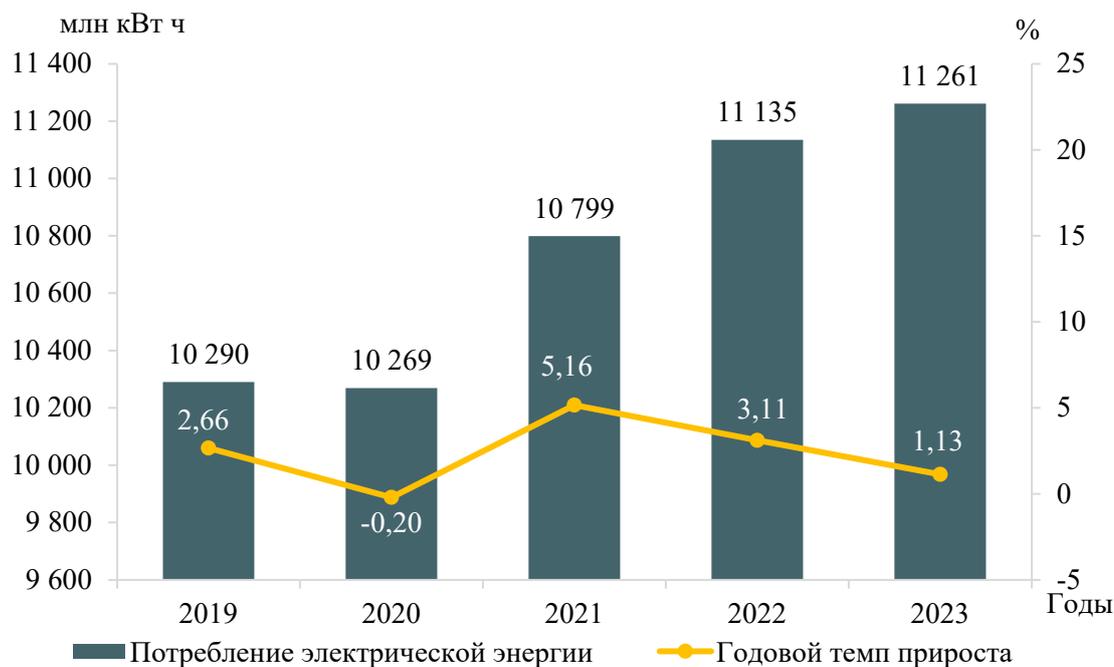


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

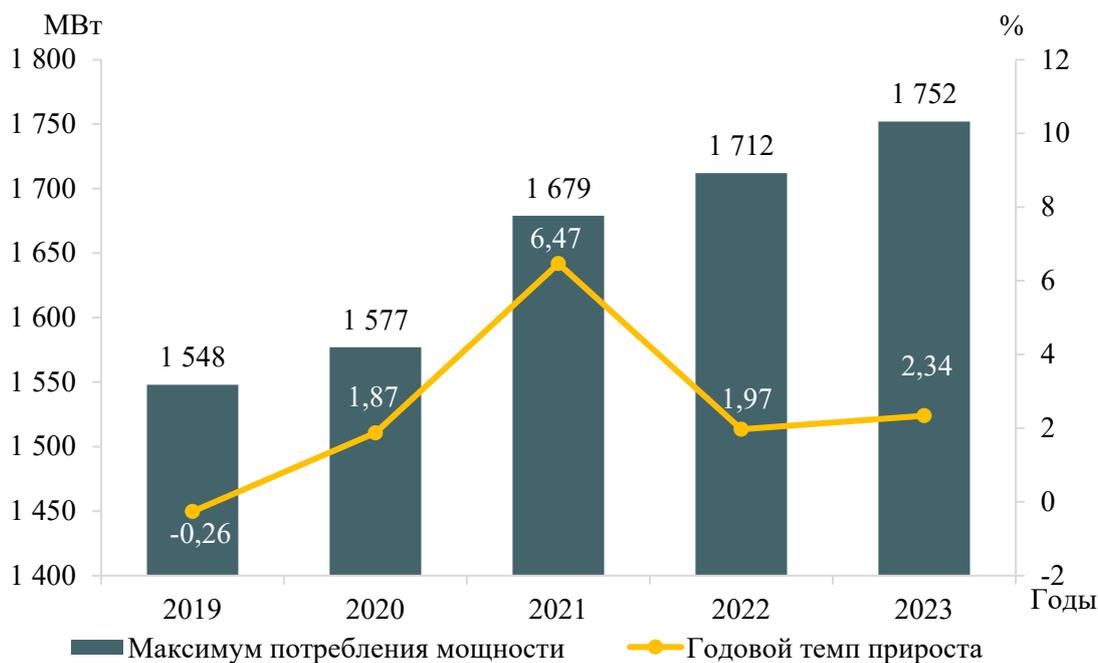


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области выросло на 1238 млн кВт·ч и составило в 2023 году 11261 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,36 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,16 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 0,20 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области вырос на 200 МВт и составил 1752 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,45 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,47 % в 2021 году; снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 0,26 %.

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 в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе вводом в эксплуатацию тепличного комбината 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 КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид № 1	АО «Щекиноазот»	2023	3,24 км
6	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид № 2	АО «Щекиноазот»	2023	3,24 км
7	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
8	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

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	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Северная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тепличная	ООО Тепличный комплекс «Тульский»	2020	80 МВА
3	220 кВ	Установка трансформатора Т-26 на Черепетской ГРЭС	ПАО «Интер РАО ЕЭС»	2021	40 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

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 отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по 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.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 7 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 7 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 7 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Строительство новой ПС 110/10/6 кВ Новая Тула 2×40 МВА
2	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
3	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес ориентировочной протяженностью 0,2 км

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	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ ¹⁾	2×3×167 МВА	2029	ПАО «Россети»
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	2×10 км	2029	ПАО «Россети»

Примечание – ¹⁾ Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

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 (далее – Протокол от 29.10.2024) при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 15 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Москвы и Московской области.

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Дополнительная мощность для резервирования в размере 15 %	3346	3406	3457	3512	3558	3607
Потребность в мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области	25655	26111	26505	26923	27281	27651
Располагаемая мощность электростанций	15831	15838	16772	16772	16772	16772
Аварийность максимальная	500	500	500	500	500	500
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	2024	2473	1933	2351	2709	3079
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8500	8500	8500	9050	9500	9500

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	1824	2273	1733	1601	1509	1879
Дополнительная потребность в мощности без учета резервирования и аварийности	0	0	0	0	0	0

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий («дорожная карта») по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- 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 на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 15 %, потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области в 2030 году отсутствует.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализацию мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески,

ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской области и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

в соответствии с пунктом 2 Протокола от 29.10.2024 для покрытия потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области за основу принят следующий сценарий развития электрических сетей:

- строительство двух линий электропередачи переменного тока 750 кВ «Грибово – Москва» и «Курская АЭС – Москва» в 2030 году;

- реконструкция и строительство объектов электросетевого хозяйства 220–500 кВ в период с 2025 по 2030 год.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство одной линии электропередачи постоянного тока «Нововоронежская АЭС – Москва» в 2032 году.

В части развития генерирующих мощностей в соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака необходимо обеспечить строительство одного энергоблока установленной мощностью 450 МВт на Каширской ГРЭС и двух энергоблоков на ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 установленной мощностью по 250 МВт на каждой ТЭЦ (суммарно 950 МВт).

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Предприятие пищевого производства	ООО «Черкизово ТЭК»	4,0	45,0	110	2024 2025	ПС 220 кВ Звезда
2	ПАО «Тулачермет» (увеличение мощности)	АО «Тулачермет»	50,0	30,0	110	2027	ТЭЦ Тулачермет
3	Жилая застройка	АО «СК Внешстрой»	0,87	16,70	0,4	2025 с поэтапным набором мощности до 2030 ¹⁾	Новая ПС 110 кВ Красные ворота
4	ООО «Газпром энергохолдинг литейные технологии» (новое производство)	ООО «Газпром энергохолдинг литейные технологии»	0,0	17,0	10	2024 2025	ПС 110 кВ Индустриальная
5	ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус» (увеличение мощности)	ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус»	20,0	29,4	10	2024	ПС 110 кВ Индустриальная
6	Многоэтажная жилая застройка	Физлицо	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Стечкин

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 2025–2030 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11749	12016	12221	12412	12619	12749	12998
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	267	205	191	207	130	249
Годовой темп прироста, %	–	2,27	1,71	1,56	1,67	1,03	1,95

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тульской области к 2030 году прогнозируется на уровне 12998 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,07 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 267 млн кВт·ч или 2,27 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 130 млн кВт·ч или 1,03 %.

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 потребителей;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской 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 Тульской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1852	1881	1904	1940	1935	2002	2019
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	29	23	36	-5	67	17
Годовой темп прироста, %	–	1,57	1,22	1,89	-0,26	3,46	0,85

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6344	6388	6419	6398	6521	6368	6438

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2019 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,05 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 67 МВт или 3,46 %, снижение мощности ожидается в 2028 году в размере 5 МВт или 0,26 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6438 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 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области к 2030 году составит 1571,2 МВт. К 2030 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2
ТЭС	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2	1571,2

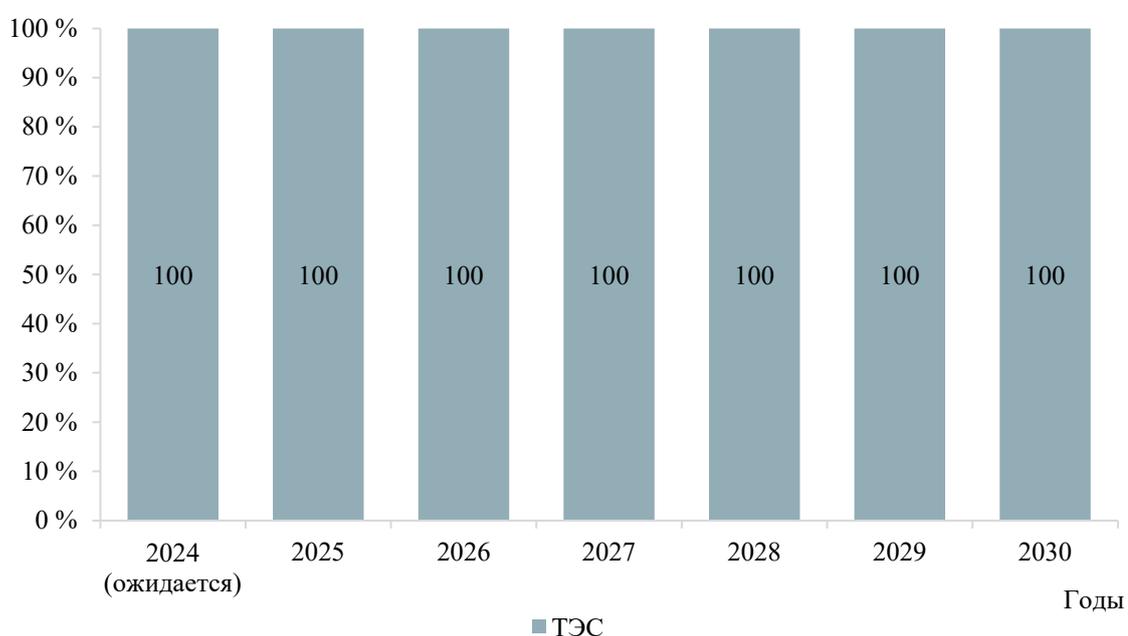


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тульской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) 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 Тульской 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 Тульской области

В таблице 14 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 14 – 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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 15.

Таблица 15 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.
2	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	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 10 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	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⁾ Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

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 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 прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тульской области по годам представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Тульской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	763	3300	3858	4028	4189	4356	3064	23557

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Тульской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

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 2030 году в объеме 12998 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,07 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2030 году увеличится и составит 2019 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,05 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области в 2025–2030 годах прогнозируется в диапазоне 6368–6521 ч/год.

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2030 году составит 1571,2 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 130 км, трансформаторной мощности 1114 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: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Тульской области														
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Мазут, уголь кузнецкий ДГ										
		8	К-225-12,8-4Р		225,0	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	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, уголь подмосковный										
		11	К-200-130-1		200,0	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	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 подмосковный										
		7	Р-32-90/13		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		8, 9	ПГУ-190 (8 РG9171Е, 9 SST-600)		187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	219,7	219,7	219,7	219,7	219,7	219,7	219,7	219,7		
Первомайская ТЭЦ	АО «Щекиноазот»			Газ, уголь										
		1	П-25-29/13		25,0	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	15,0	
		3	П-25-29/13		25,0	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	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	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
Ефремовская ТЭЦ	АО «Квадра»			Газ, мазут										
		5	ПР-25-90/10/0,9		25,0									Вывод из эксплуатации 01.08.2024
		6	ПТ-60-90/13		60,0	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	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Алексинская ТЭЦ	АО «Квадра»			Газ, уголь подмосковный										
		2	ПР-12-90/15/7М		12,0	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	124,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
ТЭЦ-ПВС Тулачермет	АО «Тулачермет»			Газ									
		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	
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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	80475,9	80475,90
2	Тульской области, г. Москвы и Московской области	Тульская область, Московская область	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ ³⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2× 3×167	–	1002	–	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	5270,77	5270,77

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
3	Тульской области, г. Москвы и Московской области	Тульская область, Московская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	–	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	1631,9	1631,90

Примечания

1¹⁾ 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.

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, 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.

3³⁾ Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.