

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

ТУЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	15
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия.....	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	15
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	15
2.3.3 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	19
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	20
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	20
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	22

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	23
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	24
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	26
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	26
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.....	26
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	29
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	31
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	32
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	33
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	34
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	36
	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	38

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	– батарея статических конденсаторов
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ГАО	– график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ДДТН	– длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	– Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -24 °С; Макс зима 0,92	– зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 24 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	– зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -24 °С; Мин зима 0,92	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 24 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Тульской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 0,4 кВ 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 Центра 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;

– ОАО «Щёкинская городская электросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) 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 энергосистемы Тульской области

Энергосистема Тульской области связана с энергосистемами:

– г. Москвы и Московской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Калужской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 шт.;

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

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

– Брянской области (операционная зона Филиала 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 2021 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»	197
АО «Щекиноазот»	100
Более 10 МВт	
АО «Тулачермет»	78
ООО «Тулачермет-Сталь»	60
ООО ТК «Тульский»	38
ООО «ХайделбергЦемент Рус» в п. Новогуровский	34
АО «Тулатеплосеть»	31
ООО «Каргилл»	29
АО «АК «Туламашзавод»	18
ООО «Проктер энд Гэмбл-Новомосковск»	16
ООО «Эссити»	14
ПАО «Косогорский металлургический завод»	13
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	12
АО «Пластик»	10

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на 01.01.2022 составила 1614,3 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 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (уточнение)	
Всего	1620,3	–	6,0 ¹⁾	–	–	1614,3
ТЭС	1620,3	–	6,0	–	–	1614,3

Примечание – ¹⁾ с 01.10.2021 ТГ-1 установленной мощностью 6 МВт на ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9851	10023	10290	10269	10799
Годовой темп прироста, %	-1,14	1,75	2,66	-0,20	5,16
Максимум потребления мощности, МВт	1549	1552	1548	1577	1679
Годовой темп прироста, %	0,78	0,19	-0,26	1,87	6,47
Число часов использования максимума потребления мощности	6360	6458	6647	6512	6432
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	08.02 10:00	20.12 11:00	24.01 19:00	10.12 10:00	24.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,3	-12	-15,8	-9,1	-14,2

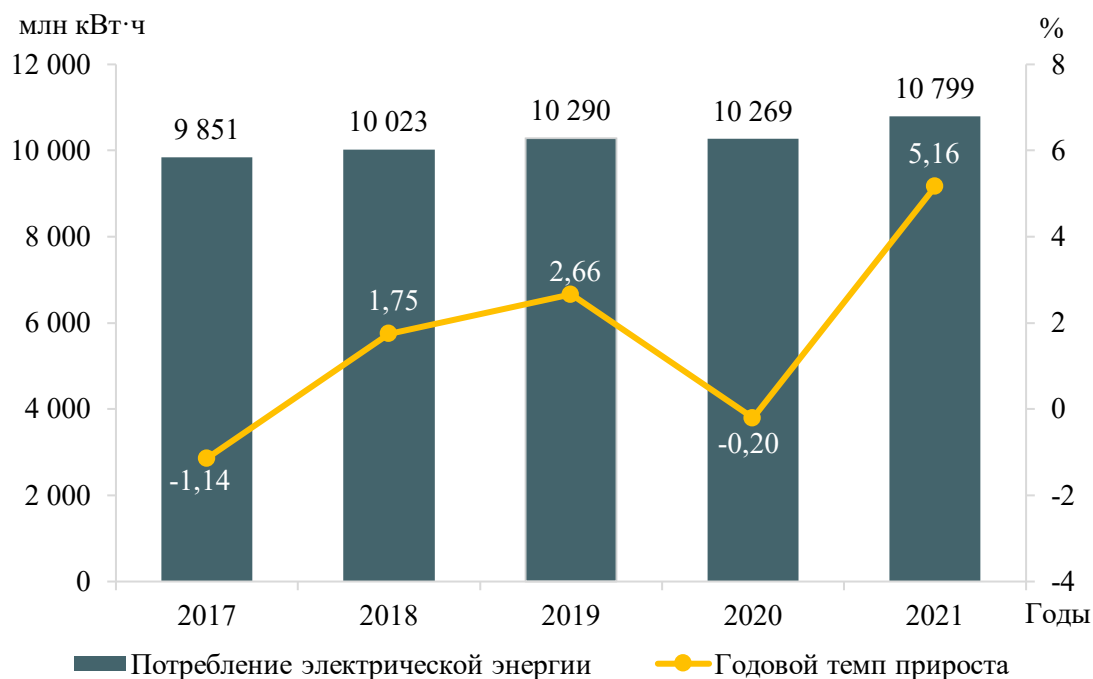


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

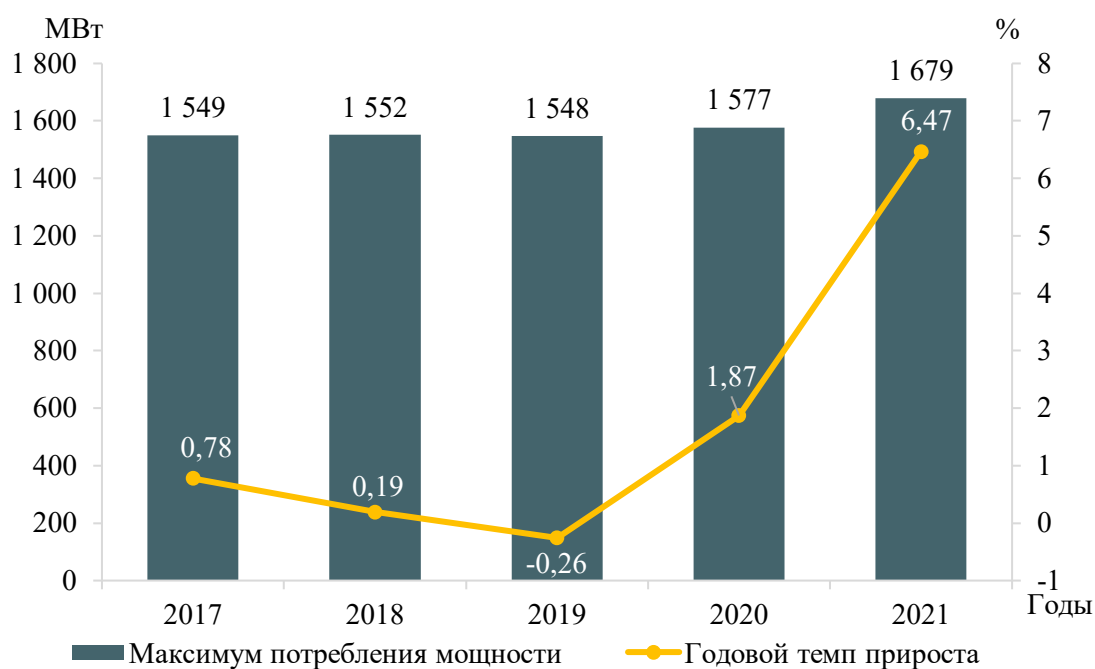


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области выросло на 834 млн кВт·ч и составило в 2021 году 10799 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,62 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,16 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2017 году и составило -1,14 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области вырос на 142 МВт и составил 1679 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,47 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -0,26 %, что было обусловлено снижением потребления мощности на собственные нужды Черепетской ГРЭС.

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

- вводом в эксплуатацию металлургического завода ООО «Тулачермет-Сталь»;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- увеличением потребления в сельскохозяйственном производстве, в том числе вводом в эксплуатацию тепличного комбината ООО ТК «Тульский»;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово взамен ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – Агеево	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	1,50
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелево с отпайками взамен ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – Шепелево Южная с отпайками и ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – Ушатово	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	5,20
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелево с отпайками взамен ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – Шепелево Северная с отпайками и ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС – Суворов	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	5,20
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Реконструкция с заменой опор. Без увеличения сечения и длины ВЛ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	3,2

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево. Реконструкция с заменой опор. Без увеличения сечения и длины ВЛ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	–
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка. Реконструкция с заменой опор. Без увеличения сечения и длины ВЛ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2017	3,2
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи. Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая и ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	ПАО «Россети»	2018	0,5 км
8	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь I цепь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	3 км
9	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь II цепь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	3 км
10	220 кВ	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая. Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая и ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	ПАО «Россети»	2018	0,56 км
11	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
12	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
13	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 1	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 км
14	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 2	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Гипсовая	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	2018	2×16 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сталь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	2×80 МВА 63 МВА
3	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Северная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тепличная	ООО Тепличный комплекс «Тулский»	2020	80 МВА
5	220 кВ	Установка трансформатора на Черепетской ГРЭС	ПАО «Интер РАО ЕЭС»	2021	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Тульской области энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Средняя.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 МВА и 16 МВА. Трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 2008 году, срок службы составляет 14 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 94,38, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 20 МВА (1,25 о. е.), летом – 19,04 МВА (1,19 о.е). Трансформатор Т-2 мощностью 10 МВА введен в эксплуатацию в 1994 году, срок службы составляет 28 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 87,34, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 12,5 МВА (1,25 о. е.), летом – 11,9 МВА (1,19 о.е). На конец рассматриваемого периода срок службы Т-2 составит 33 года, соответственно, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 11,7 МВА (1,168 о. е.), летом – 9,8 МВА (0,982 о.е).

Максимальная нагрузка подстанции в режимный день в период 2017–2021 годов составляла в зимний период 13,51 МВА (2020 год, ТНВ -3,6 °С), в летний период 12,96 МВА (2020 год, при ТНВ +22,0 °С).

На рисунке 3 представлена однолинейная схема ПС 110 кВ Средняя.

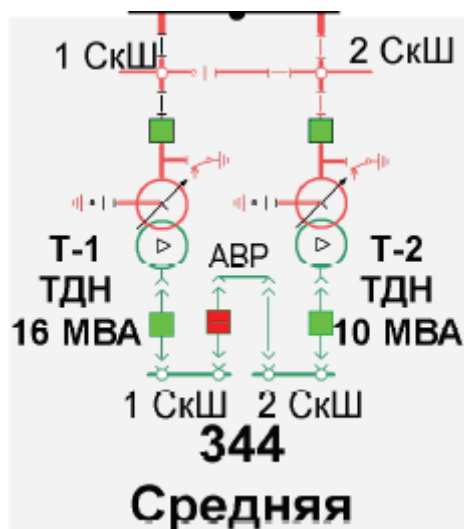


Рисунок 3 – Однолинейная схема ПС 110 кВ Средняя

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,51 + 0,077 + 0 - 0 = 13,59 \text{ МВА (зимний период);}$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,96 + 0,077 + 0 - 0 = 13,04 \text{ МВА (летний период).}$$

Суммарный объем нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2022 составляет 0,73 МВт, с учетом коэффициента набора – 0,07 МВт. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6–35 кВ отсутствует.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Средняя составит летом 13,04 МВА и зимой 13,59 МВА. В соответствии с проведенным анализом, прогнозируется перегрузка силовых трансформаторов. Степень загрузки силового трансформатора Т-2 относительно длительно допустимой нагрузки в режиме N-1 с

учетом действующих договоров на ТП соответственно составит в летний период 109,6 %, в зимний период 108,8 %. На конец рассматриваемого периода с учетом срока службы 33 года степень загрузки Т-2 составит в летний период 132,8 %, в зимний период 116,4 %. При этом загрузка Т-1 относительно длительно допустимой нагрузки в режиме N-1 с учетом действующих договоров на ТП соответственно составит в летний период 68,5 %, в зимний период 68 %, замена Т-1 не требуется.

Для исключения превышения ДДТН Т-2 ПС 110 кВ Средняя необходима замена Т-2 10 МВА на новый трансформатор мощностью не менее 13,59 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Заокская.

На ПС 110 кВ Заокская установлено два трансформатора мощностью 16 МВА каждый.

Трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 1980 году, срок службы составляет 42 года, индекс состояния функциональных узлов равен 91,49, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 18,7 МВА (1,168 о. е.), летом – 15,9 МВА (0,9919 о. е.). Трансформатор Т-2 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 2008 году, срок службы составляет 14 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 75,73, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 20,0 МВА (1,25 о. е.), летом – 19,1 МВА (1,1955 о. е.).

Максимальная нагрузка подстанции в режимный день в период 2017–2021 годов составляла в зимний период 25,5 МВА (2020 год, ТНВ -3,6 °С), в летний период 15,32 МВА (2021 год, при ТНВ +20,9 °С).

На рисунке 4 представлена однолинейная схема ПС 110 кВ Заокская.

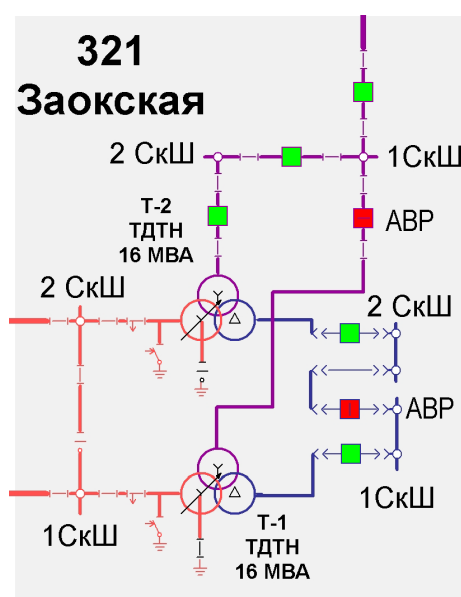


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС 110 кВ Заокская

Суммарный объем действующих договоров на ТП составляет 19,013 МВт, с учетом коэффициента набора – 1,9 МВт.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Заокская может составить в летний период 17,4 МВА, в зимний период 27,6 МВА. В соответствии с проведенным анализом прогнозируется перегрузка силовых трансформаторов. Степень загрузки силовых трансформаторов относительно длительно допустимой нагрузки в режиме N-1 с учетом действующих договоров на ТП составит в зимний период для Т-1 147,8 %, в летний период 109,8 %, для Т-2 – в зимний период 138,06 %, в летний период 91,14 %.

По данным собственника на ПС 110 кВ Заокская существует возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ на ПС Ясногорск в объеме 3,6 МВА.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,5 + 2,113 + 0 - 3,6 = 24,0 \text{ МВА (зимний период);}$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,32 + 2,113 + 0 - 3,6 = 13,83 \text{ МВА (летний период).}$$

С учетом перераспределения нагрузки в объеме 3,6 МВА по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Ясногорск перспективная загрузка для Т-1 ПС 110 кВ Заокская составит зимой 127,6 % (24 МВА) и летом 86,1 % (13,83 МВА) по отношению к длительно допустимой нагрузке, перспективная загрузка для Т-2 ПС 110 кВ Заокская составит зимой 120,0 % (24 МВА) и летом 72,4 % (13,83 МВА) по отношению к длительно допустимой нагрузке.

Для исключения превышения ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская, необходима замена трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 24 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Заокская на новые установленной мощностью 2×25 МВА.

По информации ПАО «Россети Центр и Приволжье» планируется в рамках консолидации электросетевых комплексов по договорам аренды объектов незавершенного строительства электросетевого хозяйства получение во временное владение с дальнейшим приобретением от АО «Тульские городские электрические сети» ПС 110 кВ Велес и ПС 35 кВ Велегож для использования в хозяйственной деятельности. На данные ПС планируется перераспределение существующей нагрузки по сети 6–35 кВ, в том числе ПС 110 кВ Заокская, без подключения новой нагрузки энергопринимающих устройств. Перевод нагрузки в объеме не менее 5,3 МВА с ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес позволит снизить загрузку трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская.

Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Заокская с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Велес и на ПС 110 кВ Ясногорск (в ПАР) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,5 + 2,113 + 0 - (3,6 + 5,3) = 18,7 \text{ МВА (зимний период).}$$

С учетом перераспределения нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка для Т-1 ПС 110 кВ Заокская не более 18,7 МВА.

При этом нагрузка ПС 110 кВ Велес может составить 5,3 МВА, что не превысит ДДТН установленных трансформаторов в ПАР.

Таким образом, при вводе в эксплуатацию ПС 110 кВ Велес замена трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская не потребуется.

Согласно проведенному технико-экономическому сравнению в СиПР Тульской области [2] наиболее экономичным вариантом энергоснабжения является:

– подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2×16 МВА) с строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,4 км (2×0,2 км).

В 2022 году было осуществлено подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 16 МВА (1×16 МВА) с строительством отпайки от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,2 км, с учетом этого рекомендуются к реализации следующие мероприятия:

– установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Велес 110/10 кВ мощностью 16 МВА;

– строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево ориентировочной протяженностью 0,2 км.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 6 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Тульской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 6 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Предприятие пищевого производства	ООО «Черкизово ТЭК»	0,0	49,0	220	2023	ПС 220 кВ Звезда
2	Объекты ОАО «РЖД», ПС 220 кВ Арсенал	ОАО «РЖД»	0,0	20,7	220	2024	Каширская ГРЭС, ПС 220 кВ Химическая
3	Жилая застройка	АО «СК Внешстрой»	0,0	15,4	110	2023	ПС 220 кВ Ленинская, ПС 110 кВ Щегловская

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11138	11789	11968	12058	12091	12128
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	651	179	90	33	37
Годовой темп прироста, %	–	5,84	1,52	0,75	0,27	0,31

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тульской области прогнозируется на уровне 12128 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,67 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 651 млн кВт·ч или 5,84 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 33 млн кВт·ч или 0,27 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 6.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Тульской области представлены на рисунке 5.

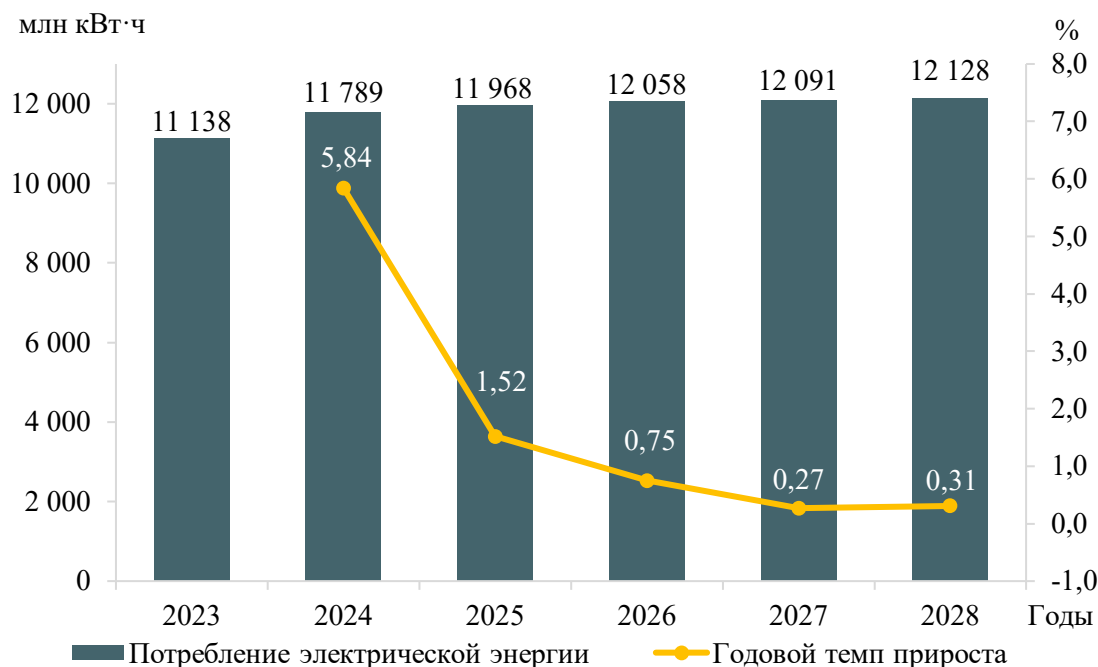


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 «Щекиноазот» и АО «НАК «Азот» и в металлургическом комплексе – на АО «Тулачермет»;

– увеличением производства сельскохозяйственной продукции.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.3 и представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1754	1845	1859	1866	1872	1873
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	91	14	7	6	1
Годовой темп прироста, %	–	5,19	0,76	0,38	0,32	0,05
Число часов использования максимума потребления мощности	6350	6390	6438	6462	6459	6475

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2028 году прогнозируется на уровне 1873 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,57 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 91 МВт или 5,19 %, что обусловлено планируемым вводом объектов ОАО «РЖД», наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 0,05 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6475 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 50 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

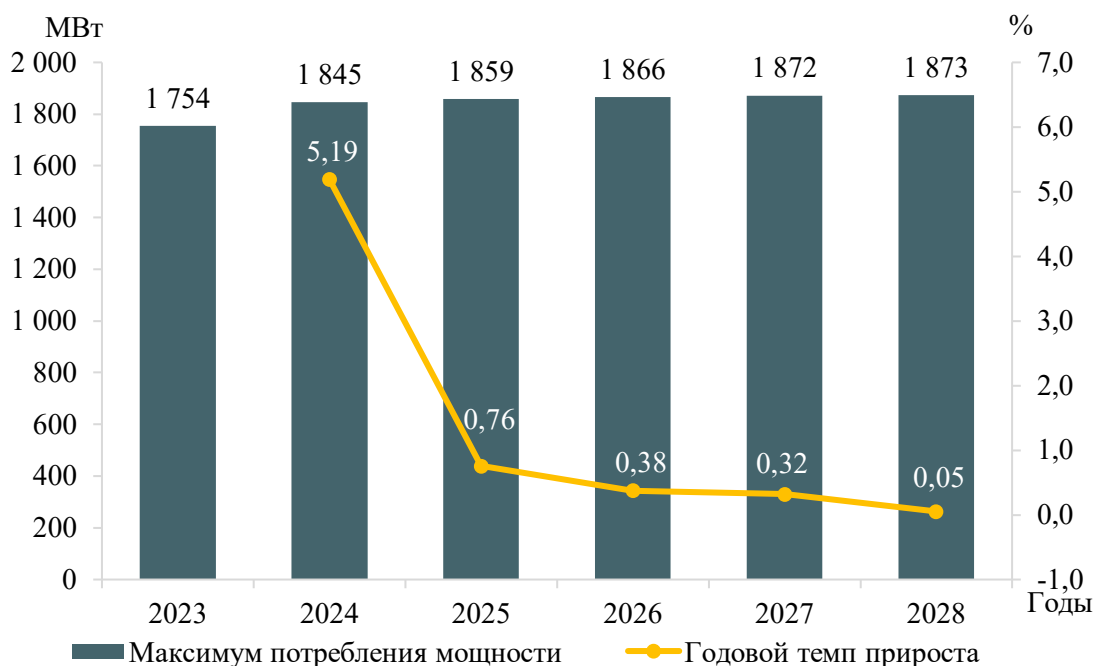


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2023–2028 годах составляют 41 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Тульской области представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Тульской области	41	–	–	–	–	–	41
ТЭС	41 ¹⁾	–	–	–	–	–	41

Примечание – ¹⁾ в соответствии с приказом Минэнерго Российской Федерации от 11.03.2022 № 135 с 01.10.2023 планируется вывод из эксплуатации ТГ-2, ТГ-3 на Алексинской ТЭЦ

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2028 году составит 1598,2 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тульской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 10. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Тульской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 7.

Таблица 10 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Тульской области	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2
ТЭС	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2

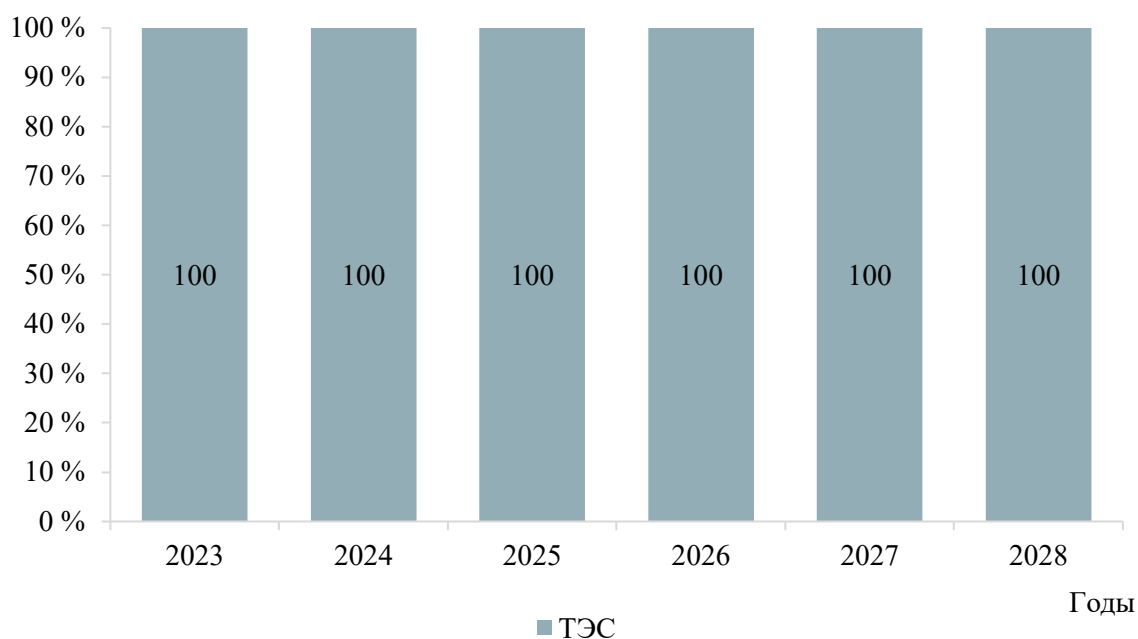


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тульской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 11 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 11 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	–	20,7
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×3,5	–	–	–	7,0				
2	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	220	МВА	1×80	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Тепличный комплекс «Тульский»)	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	75	75
3	Реконструкция ТЭЦ Тулачермет с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Тулачермет»	110	МВА	1×32	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Тулачермет»)	ПАО «Тулачермет»	50	30
4	Строительство ПС 110 кВ Карбамид с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 60 МВА каждый	АО «Щекиноазот»	110	МВА	2×60	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Щекиноазот»)	АО «Щекиноазот»	–	40
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид ориентировочной протяженностью 3 км каждая	АО «Щекиноазот»	110	км	2×3,0	–	–	–	–	–	6				
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	км	н/д	–	–	–	–	–	н/д	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Черкизово ТЭК»)	ООО «Черкизово ТЭК»	–	49
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	км	н/д	–	–	–	–	–	н/д				
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	км	н/д	–	–	–	–	–	н/д				
	Реконструкция существующих ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка и ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка с образованием ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево	ПАО «Россети»	110	км	12	–	–	–	–	–	12				
	Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с установкой БСК 110 кВ номинальной мощностью не менее 70 Мвар	ПАО «Россети»	110	Мвар	70	–	–	–	–	–	70				
	Строительство ПС 110 кВ Одом с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Черкизово ТЭК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126				
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Звезда – Одом протяженность определяется проектом	ПАО «Россети»	110	км	н/д	–	–	–	–	–	н/д				
6	Строительство ПС 110 кВ Красные ворота с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощность 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «СЗ «Внешстрой»)	АО «СЗ «Внешстрой»	–	22,25

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	Строительство двух отпайек от ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташевская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	0,2	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), 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 потребности в 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 проектов определены на основании:

1) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Центр» письмом № ВВ/ЦА-МР1/1419 от 20.06.2022 «О предоставлении информации для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028»;

2) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

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 в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Тульской области оценивается в 2028 году в объеме 12128 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,67 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2028 году увеличится и составит 1873 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,57 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6350–6475 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2023–2028 годах составляют 41 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2028 году составит 1598,2 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 183,27 км, трансформаторной мощности 408 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы : утверждены Постановлением правительства Тульской области от 29 апреля 2022 г. № 286 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/7100202205040003> (дата обращения: 28.09.2022).

3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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		
		9	К-225-12,8-4Р		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		
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»			Газ, уголь подмосков- ный									
		11	К-200-130-1		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0		
Новомосковская ГРЭС	АО «НАК «Азот»			Газ, уголь подмосков- ный									
		4	Р-14-90/31		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0		
		7	Р-32-90/13		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0		
		8, 9	ПГУ-190 (8 PG9171E, 9 SST PAC 600)		187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7		
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		
		2	Р-15-90/31		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		
		4	Р-15-90/31		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут									
		5	ПР-25-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		6	ПТ-60-90/13		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, уголь подмосков- ный									
		2	ПР-12-90/15/7М		12,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		3	Т-50-90/1,5		29,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		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		–	–	–	165,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2		
ТЭЦ-ПВС Тулачермет	ПАО «Тулачермет»			Газ									
		2	ПТ-25-90/1М		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		
		4	Р-12-90/31М		10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
		5	ПТ-60-90/13		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ-ПВС КМЗ	ПАО «КМЗ»			Газ								
		1	ПТ-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10		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	
Энергоцентр ООО «Каргилл»	ООО «Каргилл»			Газ								
		ГПА1	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
		ГПА2	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
		ГПА3	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
		ГПА4	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
		ГПА5	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
		ГПА6	Jenbacher JMS624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Присоединение 01.04.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Тульской области	Тульская область	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	74,91	74,91
2	Тульской области	Тульская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево ПС 110 кВ Велес ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	0,2	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,77	4,77

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
3	Тульской области	Тульская область	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	113,13	113,13

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации –год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министерства энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.