



ПРАВИТЕЛЬСТВО ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 29.04.2020 № 199

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2021-2025 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», на основании статьи 48 Устава (Основного Закона) Тульской области правительство Тульской области **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Тульской области на 2021-2025 годы (приложение).

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления правительства Тульской области от 30.04.2019 № 161 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2020-2024 годы».

3. Постановление вступает в силу со дня официального опубликования, за исключением пункта 2 постановления, вступающего в силу с 1 января 2021 года.

Первый заместитель Губернатора
Тульской области – председатель
правительства Тульской области



В.В. Шерин

Приложение
к постановлению правительства
Тульской области

от 29.04.2020

№ 199

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики
Тульской области на 2021-2025 годы**

Содержание

Введение.....	6
1. Общая характеристика Тульской области	7
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области.....	18
2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области	18
2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация».....	19
2.1.2. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация».....	20
2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»	20
2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей.....	21
2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	22
2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области.....	25
2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области	26
2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы.....	26
2.3. Структура электропотребления за 2015-2019 годы	28
2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности.....	29
2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы	31
2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2019 год.....	34
2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области.....	36
2.6. Анализ произведенных в 2019 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области.....	42
2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области.....	44
2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2019 год.....	45
2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области.....	47
2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ	48
2.9.1. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области.....	48
2.9.2. Оценка загрузки центров питания 110 кВ энергосистемы Тульской области.....	53
2.10. Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области.....	55

2.11. Оценка существующих уровней токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области.....	55
2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы	55
2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2015-2019 годы	61
2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2015-2019 годы	63
2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2019 году	64
2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2014-2018 годы.....	66
3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2025 годы	68
3.1. Исходные данные и принятые допущения	68
3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2020-2025 годы.....	76
3.2.1. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей.....	78
3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы..	80
3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы.....	82
3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2025 года.....	92
3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	92
3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	105
3.6. Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ.....	118
3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2025 года	119
3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2025 года	120
3.9. Мероприятия, направленные на снижение износа энергетической инфраструктуры энергосистемы Тульской области.....	120
3.10. Анализ схемно-режимной ситуации в энергосистеме Тульской области при потере питания со стороны ПС 220 кВ Протон.....	122

3.11. Анализ перспективы эксплуатации отдельных ПС 110 кВ, не входящих в зону эксплуатационной ответственности ДЗО ПАО «Россети»	123
3.12. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области.....	123
3.13. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области	129
3.14. Развитие источников генерации Тульской области на 2020–2025 годы	129
3.14.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	130
3.14.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	130
3.14.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	131
3.14.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	132
3.14.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).....	132
3.14.6. Анализ перспективы использования площадки Щекинской ГРЭС	132
3.15. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования.....	132
3.16. Прогноз потребления тепловой энергии на 2020–2025 годы с выделением крупных потребителей	133
3.17. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2020–2025 годы.....	135
3.18. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области	136
3.19. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу	139
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....	141
5. Схема развития электроэнергетики Тульской области.....	146
6. Список сокращений, используемых в тексте.....	146

Приложения к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2021-2025 годы:

приложение № 1. Перечень существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2025 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области;

приложение № 2. Основные характеристики линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области;

приложение № 3. Основные характеристики электрических подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Тульской области (по филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС);

приложение № 4. Основные характеристики электрических подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Тульской области (по филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»);

приложение № 5. Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2020–2025 годы. Сводные данные по развитию электрических сетей;

приложение № 6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 8. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 9. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности.

Введение

Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2021–2025 годы (далее – схема и программа) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (рекомендованы протоколом Минэнерго России от 09.11.2010 № АШ-369пр), а также на основании контракта № Ф.2020.1 от 03.02.2020 на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2021–2025 годы», заключенного между государственным казенным учреждением Тульской области «Жилкомреформа» и АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

Основными целями разработки схемы и программы являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики на территории Тульской области.

Задачами формирования схемы и программы являются:

- 1) обеспечение надежного функционирования энергосистемы Тульской области в составе Единой энергетической системы России в долгосрочной перспективе;
- 2) обеспечение баланса между производством и потреблением в энергосистеме Тульской области, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- 3) скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- 4) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- 5) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем)

территориального планирования схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования схемы и программы являются:

1) экономическая эффективность решений, предлагаемых в схеме и программе, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Тульской области;

2) применение новых технологических решений при формировании схемы и программы;

3) скоординированность схемы и программы и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

4) скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

5) скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

6) публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

Результаты схемы и программы используются при разработке документов территориального планирования Тульской области и муниципальных образований Тульской области, инвестиционных программ распределительных сетевых компаний, действующих на территории Тульской области.

1. Общая характеристика Тульской области

Тульская область образована 26 сентября 1937 года при разукрупнении Московской области. Расположена в центре Европейской части России на Среднерусской возвышенности в пределах степной и лесостепной зон. Граничит на севере и северо-востоке – с Московской, на востоке – с Рязанской, на юго-востоке и юге – с Липецкой, на юге и юго-западе – с Орловской, на западе и северо-западе – с Калужской областями. Тульская область расположена на оси федеральных транспортных коридоров южного и юго-восточного направления. Транспортная сеть Тульской области представлена железнодорожным и автомобильным видами транспорта.

Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 960 км. Основные железнодорожные магистрали: Москва – Тула – Орел, Рязск – Тула – Калуга, Москва – Ефремов – Донецк. На территории области расположены крупные железнодорожные узловые станции: Тула - Курская, Узловая, Плеханово, а также грузовые станции: Присады, Ефремов, Северная, Казначеевка, Тула - Вяземская, Ясная Поляна.

По территории региона проходит меридиональная железнодорожная магистраль, которая электрифицирована и имеет два пути на всём протяжении. Это позволяет обеспечивать запуск необходимого числа пригородных и дальних пассажирских поездов. По территории области курсирует 77 пригородных поездов по 25 маршрутам. Наиболее интенсивные перевозки на железнодорожном транспорте наблюдаются в агломерациях г. Новомосковска и г. Тулы.

По состоянию на 01.01.2020 общая протяженность автомобильных дорог составляет 14175,1 км, в том числе регионального или межмуниципального значения — 4321,8 км, федерального значения — 729,3 км, местного значения — 9124,0 км.

По территории области проходят пять автомобильных дорог федерального значения: М-2 «Крым», М-4 «Дон», М-6 «Каспий», Р-132 «Калуга – Тула – Михайлов – Рязань», Р-92 «Калуга – Перемышль – Белев – Орел».

Транспортный потенциал Тульской области позволяет осуществлять масштабные проекты строительства логистических центров.

Основные данные по площади и численности населения Тульской области представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Основные данные по численности населения Тульской области

Численность населения по состоянию на 01.01.2020, тыс. человек		
Всего	в том числе	
	городское	сельское
1466,1	1097,0	369,1

В составе Тульской области 7 городских округов и 19 муниципальных районов.

В таблице 1.2 указаны населённые пункты с количеством жителей свыше 10 тысяч человек по состоянию на 1 января 2020 года.

Таблица 1.2. Наиболее крупные населенные пункты Тульской области

Наименование	Численность населения, тыс. человек	Наименование	Численность населения, тыс. человек
1	2	3	4
Городской округ город Тула	544,7	г. Кимовск	25,6

1	2	3	4
Городской округ город Новомосковск	134,4	г. Киреевск	26,3
Городской округ город Донской	62,8	г. Суворов	17,3
Городской округ город Алексин	67,0	г. Ясногорск	15,5
г. Щекино	57,4	г. Плавск	15,8
г. Узловая	50,1	г. Венев	14,0
Городской округ город Ефремов	55,1	г. Белев	12,8
г. Богородицк	30,6	-	-

Тульская область – индустриальный регион Центрального федерального округа Российской Федерации с исторически сложившейся специализацией на производстве машиностроительной, химической и металлургической продукции.

Индекс промышленного производства Тульской области за 2019 год составил 106,7% (в целом по ЦФО – 107,5% и России – 102,4%). Рост промышленного производства региона обеспечен обрабатывающими отраслями, доля которых в структуре оборота организаций области составляет 47,2%.

По итогам 2019 года в структуре обрабатывающей промышленности лидирующее место занимает машиностроение с долей 31,5%, далее идет химическое производство – 19,3%, металлургия – 15,4%, производство пищевых продуктов – 13,6%, производство неметаллических минеральных продуктов – 4,2%, целлюлозно-бумажное производство – 4,3%, легкая промышленность – 1,3% и др.

Отличительной особенностью региона является высокая концентрация предприятий оборонно-промышленного комплекса, которыми осуществляется разработка и производство продукции военного назначения по различным направлениям. На территории Тульской области расположены 22 действующих предприятия оборонной промышленности, на которых заняты около 30 000 человек.

Одним из базовых направлений производственной деятельности предприятий оборонно-промышленного комплекса является выпуск продукции по контрактам с государственными заказчиками в рамках государственного оборонного заказа. Поддержка оборонно-промышленного комплекса со стороны руководства области – приоритет в развитии промышленного комплекса.

В целом стабильное развитие промышленности региона в 2019 году во многом обеспечено реализацией и запуском новых инвестиционных проектов по выпуску высокотехнологичной, конкурентоспособной на мировом и отечественном рынках продукции.

В химической промышленности региона в 2019 году индекс производства составил 107,2% по сравнению с 2018 годом.

В 2019 году продолжена реализация крупных инвестиционных проектов в одном из ведущих предприятий химической отрасли ОАО «Щекиноазот» - проекты «Комплекс производств азотной кислоты мощностью 270 тысяч тонн в год и аммиачной селитры мощностью 340 тысяч тонн в год» и «Производство метанола мощностью 500 тысяч тонн в год».

В металлургической промышленности индекс производства за 2019 год составил 174,4% по отношению к 2018 году.

В 2019 году ООО УК «Промышленно-металлургический Холдинг» и ООО «Тулачермет-Сталь» завершило реализацию масштабного инвестиционного проекта «Строительство литейно-прокатного комплекса по производству сортового проката, фасонного проката и слябов с производством стального проката в объеме 1,5 миллиона тонн. Объем инвестиций составил 55 млрд рублей. Создано более 1600 новых рабочих мест.

В структуре регионального промышленного выпуска значимую долю составляет целлюлозно-бумажное производство, представленное такими предприятиями, как филиалы ООО «ЭсСиТи» в г. Веневе и г. Советске, ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика», ЗАО «ГОТЭК Центр». Индекс производства за 2019 год составил 76,0%.

В 2019 году ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика» реализовало проект по изготовлению гофрокартона и гофроупаковки.

В легкой промышленности наблюдается разнонаправленная динамика по индексам производства текстильных изделий (105,5%), производству одежды (101,1%), производству кожи и изделий из кожи, производству обуви (87,8%).

В 2019 году одобрены льготные займы Фонда развития промышленности Тульской области на реализацию инвестиционных проектов по совместным с федеральным Фондом развития промышленности программам «Проекты развития» и «Комплекующие изделия» и региональной программе «Устойчивое развитие» на общую сумму 100,0 млн руб., среди них:

1) ЗАО «Индустрия Сервис» - «Модернизация литейного производства с целью увеличения выпуска запасных частей к экскаваторной технике и импортному горнодобывающему оборудованию»;

2) ООО «ПРЕЗЕНТ УПАКОВКА» - «Расширение и модернизация производства алюминиевой крышки для запайки пластиковой тары»;

3) АО «Тулажелдормаш» - «Модернизация парка оборудования для производства перспективных путевых машин»;

4) ООО «Первомайский завод железобетонных изделий» - «Модернизация предприятия по выпуску ЖБИ и товарного бетона, направленная на снижение энергозатрат и повышение эффективности производства».

При поддержке Фонда развития промышленности Тульской области совместно с министерством промышленности и науки Тульской области в 2017-2019 годах промышленным предприятиям региона одобрены льготные займы федерального Фонда развития промышленности на реализацию инвестиционных проектов на общую сумму более 3,0 млрд руб., среди них: АО «Полема», АО «НАК «Азот», ООО «Арнест МеталлПак», ПАО «Октава», АО «ИТО-Туламаш», ООО «Металлопрокатный завод» и др.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» и указом Губернатора Тульской области от 24 сентября 2018 года № 203 «О стратегических направлениях, целях и задачах развития Тульской области на период до 2024 года» реализуются региональные проекты в рамках национальных проектов «Производительность труда и поддержка занятости» и «Наука».

С учетом высокой востребованности высококвалифицированных специалистов на оборонных предприятиях в 2018 году в регионе создана научно-производственная рота, а в 2019 году сформирована тульская научная рота.

Первое подразделение размещено на базе 106-ой воздушно-десантной дивизии в г. Туле. В рамках своей деятельности военнообязанные молодые специалисты со средним профессиональным или высшим образованием, проходя военную службу, продолжают трудовую деятельность на предприятиях и получают дальнейший профессиональный опыт.

Научная рота дислоцируется на территории военного инновационного технополиса Министерства обороны Российской Федерации «ЭРА» в г. Анапе. В 2019 году тульские предприятия (АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова», АО «НПО «СПЛАВ» им. А.Н. Ганичева», ПАО «НПО «Стрела», АО ЦКБА) открыли на базе данного центра свои лаборатории, закупили соответствующее

исследовательское оборудование и первые сорок призывников из региона заступили на службу в данное подразделение.

Вышеперечисленные меры поддержки позволят промышленным предприятиям региона более активно реализовывать свои инвестиционные программы по модернизации и технологическому перевооружению производств.

В строительном комплексе Тульской области функционируют 2457 строительных организаций.

Объем работ и услуг, выполненных собственными силами организаций по виду деятельности «строительство», за 2019 год на территории области составил 80 455 млн рублей.

В рамках реализации национального проекта «Жилье и городская среда», государственной программы Тульской области «Обеспечение доступным и комфортным жильем населения Тульской области», утвержденной постановлением правительства Тульской области от 29.12.2018 № 598, по итогам 2019 года введено 650,0 тыс. м² жилья, в том числе ИЖС – 402,1 тыс. м², МКД – 247,9 тыс. м².

В 2019 году в целях урегулирования обязательств застройщиков, признанных банкротами, перед участниками долевого строительства создан Фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства Тульской области, которым к концу 2022 года запланировано осуществление достройки пяти проблемных домов компании-банкрота ООО СК «Фаворит».

За счет средств государственной корпорации – Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства из регионального и местных бюджетов продолжились финансирование программных мероприятий по переселению граждан из аварийного жилья. В рамках региональной программы расселено порядка 4,2 тыс. м² аварийного жилья, расселены 0,23 тыс. человек. Достигнутый показатель превышает установленные показатели 2019 года (показатели 2019 года: расселить 2,7 тыс. м² аварийного жилья, переселить 0,16 тыс. человек).

Кроме этого, за счет регионального и местных бюджетов в 2019 году расселено порядка 7,2 тыс. м² аварийного жилья, требующего первоочередного расселения, переселено 0,35 тыс. человек.

В 2020 году планируется расселить 19,25 тыс. м² аварийного жилья.

Одним из первых построенных и введенных в эксплуатацию в 2019 году объектов стал бизнес-инкубатор – площадка для молодых предпринимателей, экономическое пространство для новых бизнес-идей и реализации инвестиционной политики Тульской области.

В целях развития спортивной инфраструктуры в 2019 году построено футбольное поле с искусственным покрытием на стадионе «Спартак» в г. Щекино Тульской области для МБУ ДО «ДЮСШ №1».

В рамках национального проекта «Культура» отремонтированы 6 сельских клубов (г. Алексин, г. Ефремов, по 2 в Тепло-Огаревском и Дубенском районах).

В 2019 году в регионе реализованы два крупных проекта по строительству корпусов детской областной клинической больницы – палатно-боксированный корпус и изоляционно-диагностический корпус с лабораторией медицинских исследований.

Основными задачами, стоящими перед строительным комплексом Тульской области на предстоящий период, являются:

развитие жилищного строительства, в том числе по направлениям, обеспечивающим его доступность для граждан;

системная застройка, комплексное освоение и развитие городских и сельских территорий;

комплексный подход к формированию нового сегмента строительства жилья экономического класса;

инфраструктурное обустройство территорий.

Все это будет способствовать привлечению инвестиций не только на строительство жилья, но и на создание коммунальной и социальной инфраструктуры, обеспечит успешное выполнение контрольных показателей по вводу жилья на предстоящий период.

С целью развития и популяризации малого и среднего предпринимательства в Тульской области реализуется комплекс мер поддержки регионального бизнеса в рамках государственной программы Тульской области «Развитие малого и среднего предпринимательства в Тульской области», утвержденной постановлением правительства Тульской области от 30 октября 2013 г. № 602.

По состоянию на 01.01.2020 в реестр получателей государственной поддержки внесены сведения о 11393 субъектах малого и среднего предпринимательства (финансовая поддержка оказана 343 субъектам, консультационная поддержка оказана 6866 субъектам, поддержку в сфере образования получили 3710 субъектов, поддержка в области инноваций и промышленного производства оказана 83 субъектам, поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства, осуществляющих внешнеэкономическую деятельность, оказана 341 субъекту, имущественная поддержка оказана 50 субъектам).

В 2019 году в регионе расширен пакет предложений по льготному финансированию для различных целевых групп предпринимателей

(«Моногород», «Социальный предприниматель», «Женский бизнес», «Молодой предприниматель», «Инновация», «Сельхозкооперация», «Рефинансирование» и др.). Это позволило существенно увеличить объем финансовой поддержки. Микрокредитной компанией Тульский областной фонд поддержки малого предпринимательства в 2019 году было выдано 327 микрозаймов субъектам предпринимательства, что в три раза превышает данный показатель за 2018 год. Объем поддержки превысил уровень 2018 года в 2 раза и составил более 390 млн рублей.

Увеличены и объемы гарантийной поддержки. Тульским областным гарантийным фондом предоставлены поручительства по кредитным обязательствам предпринимателей на общую сумму 171,67 млн рублей (на 43% больше объема 2018 года). Это позволило привлечь в сферу малого и среднего предпринимательства более 570 млн рублей кредитных ресурсов, что на 58 процентов превышает уровень 2018 года.

В рамках оказания имущественной поддержки перечни государственного и муниципального имущества, предназначенного для субъектов малого и среднего предпринимательства, пополнились 53 объектами. Всего их в перечне сегодня 534.

В мае 2019 года в Туле в рамках расширения имущественной поддержки открыт современный корпус бизнес-инкубатора площадью свыше 3800 м². Для резидентов предусмотрена льготная аренда. По истечении шести месяцев его наполняемость составила 100%, что позволило разместиться 38 резидентам в комфортных и оборудованных необходимой мебелью и техникой помещениях. Строительство данного корпуса полностью осуществлялось за счет средств областного бюджета.

В Тульской области создан институт бизнес-гидов, который призван способствовать снижению административных барьеров, созданию благоприятных условий для развития предпринимательской инициативы, популяризации идей создания бизнеса, качественному информированию представителей бизнеса о государственной поддержке в регионе.

По сведениям, содержащимся в Едином реестре субъектов малого и среднего предпринимательства, по состоянию на 10.01.2020 в Тульской области 55668 субъектов малого и среднего предпринимательства (количество микропредприятий - 53577, малых предприятий - 1954, средних предприятий - 137), в том числе юридических лиц - 20701, индивидуальных предпринимателей - 34967.

По состоянию на 01.01.2020 численность занятых в малом и среднем бизнесе составила 175, 8 тыс. человек.

Внедрение новых инструментов поддержки и развития малого и среднего бизнеса будет продолжено в 2020 году.

Индустриальный парк «Узловая» и особая экономическая зона
промышленно-производственного типа «Узловая»

Индустриальный парк «Узловая» располагается между двумя крупнейшими промышленными центрами региона – городами Тула и Новомосковск, на пересечении федеральной трассы М-4 «Дон» и автомобильной дороги Р-140 «Тула-Новомосковск». Площадь индустриального парка составляет более 2000 гектаров. Владельцем земель категории «земли промышленности» является АО «Корпорация развития Тульской области». Данная организация также является управляющей компанией индустриального парка.

Конкурентными преимуществами индустриального парка «Узловая» являются:

близость к крупнейшему рынку сбыта России и Восточной Европы (Тульская область находится в 180 км от Москвы);

развитая транспортная инфраструктура (федеральная автомагистраль М-4 «Дон» проходит в непосредственной близости от площадки индустриального парка, в 50 км располагается другая крупная федеральная трасса М-2 «Крым», на границе индустриального парка находится железнодорожная станция «Маклец» московской железной дороги);

развитая инженерная инфраструктура.

В 2016 году АО «Корпорация развития Тульской области» завершило строительство ПС 110/10 кВ Индустриальная (2х125 МВА) и двух КВЛ 110 кВ (2х7,6 км) по договору об осуществлении технологического присоединения к ПС 220 кВ Северная ПАО «ФСК ЕЭС» с выделенным мощности в размере 100 МВт. Создана система оптико-волоконной связи, проходящая по всей территории индустриального парка. В 2017 году территория парка была подключена к системе газоснабжения с выделенной мощностью 14108,5 м³/час. Установлены три базовые станции сотовой связи различных операторов. В 2018 году было осуществлено подключение к системе хозяйственно-питьевого водоснабжения с разрешенной мощностью 6000 м³/сутки. В 2020 году планируется завершить строительство основных автодорог индустриального парка и железнодорожной ветки с примыканием к станции «Маклец».

При размещении производств на территории индустриального парка «Узловая» резидентам предоставляется возможность воспользоваться рядом налоговых льгот, в частности, по налогу на прибыль организаций и налогу на имущество организаций.

Якорным резидентом является дочерняя компания Great Wall Motors ООО «Хавейл моторс Мануфекчуриг Рус» (ООО «ХММР»). Завод по

производству автомобилей марки Haval разместился на площади в 218 га. Проектная мощность завода составит 150 тысяч автомобилей в год, запуск производства выполнен в мае 2019 года. Вторым размещенным резидентом индустриального парка является ООО «ГК Кволити», занимающееся производством модифицированного крахмала (обойного клея).

В непосредственной близости от индустриального парка «Узловая» располагается особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Узловая» (ОЭЗ ППТ «Узловая»), созданная постановлением Правительства Российской Федерации от 14 апреля 2016 г. № 302. Общая площадь особой экономической зоны составляет 471,5 гектар. Земельные участки категории «земли промышленности» принадлежат на праве собственности АО «Корпорация развития Тульской области».

При размещении производств на территории ОЭЗ ППТ «Узловая» резидентам предоставляются льготы в виде пониженных ставок по налогу на прибыль организаций, налогу на имущество организаций и транспортному налогу. На данной территории применяется процедура свободной таможенной зоны.

В настоящее время территория ОЭЗ ППТ «Узловая» оснащена основными видами энергоресурсов: электроэнергией от ПС 110 кВ Индустриальная, водоснабжением в объеме 10000 м³/сутки, газоснабжением в объеме 26000 м³/час, построены два коллектора отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков, создан временный таможенный пост и сети связи.

В текущем году планируется завершение строительства основной автодороги и железнодорожной ветки в ОЭЗ ППТ «Узловая», общего ограждения для первого этапа развития экономической зоны. Планируется дальнейшее развитие систем электро-, газо-, водоснабжения и водоотведения, завершение проектирования основного таможенного поста.

В настоящее время на территории ОЭЗ ППТ «Узловая» размещены 14 резидентов, пять из которых уже начали промышленное производство продукции, еще два находятся в стадии активного строительства, остальные – в стадии проектирования предприятий. В 2020 году планируется завершение строительства и открытие двух предприятий из числа строящихся.

Проект комплексного развития территории «Новая Тула»

Проект комплексного развития территории «Новая Тула» предполагает строительство комплекса микрорайонов жилого и общественно-делового назначения вблизи Калужского шоссе в городе Туле. Первый этап проекта

предусматривает строительство более 800 тыс. м² социального и коммерческого жилья с необходимой для комфортного проживания инфраструктурой. Микрорайон рассчитан на 25 тысяч жителей. Транспортная доступность территории будет обеспечена за счет строительства магистрали общегородского значения. Площадь земельного участка для реализации первого этапа высокоэтажной застройки – 105 га.

Выполнено строительство сетей газоснабжения.

Филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» построены КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Южная протяженностью 6,71 км и РП-10 кВ, что позволяет обеспечить подключение нагрузки потребителей до 13 МВт.

Построено примыкание к автомобильной дороге Р-132 «Калуга-Тула-Михайлов-Рязань» (140 м) и участок №1 автомобильной дороги протяженностью 180 м. Выполнен проект строительства автодороги-дублера Калужского шоссе со светофорным объектом. В настоящее время осуществляется поиск инвестора на продолжение строительства данного района.

Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации», постановлением правительства Российской Федерации от 16 марта 2018 г. № 269 на территории муниципального образования город Ефремов Тульской области создана территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов» (ТОСЭР «Ефремов»). Ее функционирование будет обеспечивать достижение стабильного социально-экономического развития муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест.

На территории ТОСЭР «Ефремов» планируется создание биотехнологического кластера. В настоящее время на базе ООО «Каргилл» заявлены к реализации инвестиционные проекты восьми компаний: ООО «Ефремов-Фарма» (производство активных фармацевтических субстанций), ООО «Ефремов-Латекс» (производство перчаток из латекса), ООО «Промбиотехнологии» (производство аминокислот и других биодобавок для сельскохозяйственной и пищевой отраслей), ООО «Тульский завод растительных масел» (строительство экстракционного завода по глубокой переработке семян сои и рапса), ООО «Мясная Компания Астра» (переработка и экспорт мясной продукции с последующим изготовлением полуфабрикатов для перерабатывающей промышленности, а также готовых продуктов для продажи на экспорт и на внутренний рынок), ООО «Здоровый

выбор» (современное производство кормов для непродуктивных домашних животных для продажи на территории Российской Федерации), ООО «Мир детства» (производство детского питания и диетических пищевых продуктов), ООО «БВК-Техно» (производство животного белка на основе технологии микробиологического синтеза).

Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин»

На территории муниципального образования город Алексин создается территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин»), в рамках которой планируются к реализации следующие инвестиционные проекты: строительство завода по производству гранулированного зеленого корма из люцерны (ООО «Хамсин Грасс»), строительство агропромышленного парка и тепличного комплекса (ООО «Агротехнологии Развития»), строительство хлебозавода с производством хлеба высокой степени готовности (ООО «Три А Плюс»), строительство завода глубокой переработки молока (ООО «ЗГПМ ЛактоПром»). Потребность в электрической мощности для функционирования указанных производств оценивается в размере около 50 МВт.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области

2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области

Энергосистема Тульской области работает в составе объединенной энергетической системы Центра параллельно с Единой энергетической системой России.

Энергосистема Тульской области граничит с энергосистемами Московской, Калужской, Рязанской, Орловской, Брянской и Липецкой областей.

Основу электроэнергетики Тульской области составляют следующие энергокомпании:

- 1) филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»;
- 3) ООО «Щекинская ГРЭС»;
- 4) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (220-500 кВ);

- 5) филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (0,4-6(10) -35-110 кВ);
- 6) АО «Тулские городские электрические сети» (0,4-6(10) кВ);
- 7) ОАО «Щекинская городская электросеть» (0,4-6(10) кВ);
- 8) ООО «ПромЭнергоСбыт» (0,4-6(10) кВ);
- 9) ООО «Энергосеть» (0,4-6(10) -110 кВ);
- 10) АО «Алексинская электросетевая компания» (0,4-6(10) кВ).

Кроме этого, деятельность в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии осуществляют 23 организации – владельцы объектов электросетевого хозяйства.

На территории Тульской области располагаются электростанции промышленных предприятий:

- 1) ТЭЦ–ПВС ПАО «Тулачермет» (101,5 МВт);
- 2) ТЭЦ–ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» (24 МВт);
- 3) Первомайская ТЭЦ и ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот» (105 МВт, 6 МВт).

2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» является тепловой, пылеугольной, конденсационной электростанцией, обеспечивающей надежность электроснабжения потребителей на стыке энергосистем Тульской, Калужской, Орловской, Смоленской и Брянской областей, а также теплоснабжение города Суворов.

Основное оборудование Черепетской ГРЭС включает два энергоблока мощностью по 225 МВт в составе турбоагрегатов К-225-12,8-4Р и котлов Еп-630-13,8-565/570 (КТ) номинальной паропроизводительностью 630 т/ч. Установленная тепловая мощность энергоблока составляет 65 Гкал/ч, суммарно по двум энергоблокам мощностью по 225 МВт – 130 Гкал/ч. Дополнительно тепловая мощность может отпускаться от оборудования 1 и 2 очередей станции в объеме 42 Гкал/ч. Общая установленная тепловая мощность станции составляет 172 Гкал/ч.

Источником технического водоснабжения станции является Черепетское водохранилище. Система технического водоснабжения оборотная с градирнями.

Основные характеристики генерирующего оборудования Черепетской ГРЭС на 01.01.2020 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2018	2019		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Черепетская ГРЭС	450/172	-	-	1953	349,3	190,9

2.1.2. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»

В состав филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» входят три тепловые электростанции: Новомосковская ГРЭС (НГРЭС), Алексинская ТЭЦ (АТЭЦ) и Ефремовская ТЭЦ (ЕТЭЦ). Станции работают по схеме с поперечными связями (все котлы выдают пар в общий паропровод, к которому подключены турбины).

Основные характеристики генерирующего оборудования филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2020 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2018	2019		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
НГРЭС	233,65/302,4	32,05	28,6	1934	510,2	160,4
АТЭЦ	156,989/231	84,63	69,5	1941	288,8	165,6
ЕТЭЦ	160/520	94,1	93,0	1933	223,6	199,4

Кроме этого, филиалом «Центральная генерация» эксплуатируются три собственные котельные (г. Ефремов, г. Тула, г. Новомосковск), установленной тепловой мощностью 67,2 Гкал/ч, 5,4 Гкал/ч и 60 Гкал/ч соответственно.

2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»

В состав ООО «Щекинская ГРЭС» входит Щекинская ГРЭС (ЩГРЭС) – блочная конденсационная электростанция с двумя энергоблоками установленной мощностью по 200 МВт, работающая по схеме, когда каждый котел типа ПК-33 работает только на свою турбину типа К-200-130.

Основные характеристики генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС на 01.01.2020 представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2018	2019		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Щекинская ГРЭС	400/0	2,91	0,9	1950	486,7	1329,4

2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (Приокское ПМЭС) – одно из восьми предприятий Магистральных электрических сетей Центра, входящих в состав ПАО «ФСК ЕЭС». Осуществляет эксплуатационно-ремонтное обслуживание линий электропередачи и подстанций сверхвысокого напряжения Центрального региона. Будучи неотъемлемой частью Единой энергосистемы России, находясь на пересечении главных потоков мощности и электроэнергии внутри ЕЭС, Приокское ПМЭС трансформирует и передаёт электроэнергию, выработанную электростанциями, являясь связующим звеном трёх областей центра России: Калужской, Тульской и Рязанской. В составе Приокского ПМЭС три района магистральных электрических сетей (Калужский, Рязанский и Тульский).

Непосредственно на территории Тульской области в обслуживании Приокского ПМЭС находятся:

- 1) 10 подстанций классом напряжения 220 кВ с суммарной установленной мощностью автотрансформаторов и трансформаторов 3096,5 МВА;
- 2) 2 участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ общей протяженностью 277,21 км;
- 3) 31 линия электропередачи классом напряжения 220 кВ общей протяженностью 988,55 км.

Воздушные линии Приокского ПМЭС обеспечивают связь энергосистемы Тульской области с энергосистемами Московской, Калужской, Брянской, Орловской и Рязанской областей, а также выдачу мощности с Черепетской ГРЭС, Щекинской ГРЭС, Новомосковской ГРЭС, Алексинской ТЭЦ и Ефремовской ТЭЦ.

По сети 220 кВ Приокского ПМЭС осуществляется транспорт электроэнергии в филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», а также напрямую одному из крупнейших промышленных потребителей Тульской области – АО «Новомосковская акционерная компания «Азот» с шин ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая.

2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» является основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в Тульской области, обеспечивает энергоснабжение 23 районов Тульской области и отвечает за перераспределение и транспорт электрической энергии, надежное функционирование и развитие электросетевого хозяйства Тульского региона.

В состав филиала «Тулэнерго» входят 14 районов электрических сетей (РЭС), все из которых эксплуатируют распределительные сети 0,4-6(10) кВ:

- 1) Ленинский РЭС;
- 2) Щекинский РЭС;
- 3) Кимовский РЭС;
- 4) Новомосковский РЭС;
- 5) Белевский РЭС;
- 6) Плавский РЭС;
- 7) Суворовский РЭС;
- 8) Воловский РЭС;
- 9) Ефремовский РЭС;
- 10) Алексинский РЭС;
- 11) Киреевский ГРЭС;
- 12) Ясногорский РЭС;
- 13) Богородицкий РЭС;
- 14) Веневский РЭС.

Общая протяженность ЛЭП 0,4-110 кВ в одноцепном исполнении составляет 34462,2 км.

Источниками электроснабжения сетей филиала «Тулэнерго» служат электростанции: Щекинская ГРЭС, Новомосковская ГРЭС, Ефремовская ТЭЦ, Алексинская ТЭЦ, Черепетская ГРЭС, ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет», а также подстанции 220 кВ Приокского ПМЭС (ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Ленинская, ПС 220 кВ Металлургическая, ПС 220 кВ Яснополянская, ПС 220 кВ Шипово, ПС 220 кВ Звезда, ПС 220 кВ Бегичево, ПС 220 кВ Люторичи, ПС 220 кВ Северная, ПС 220 кВ Химическая).

Источниками питания для сети 35 кВ являются подстанции 110-35-6(10) кВ филиала «Тулэнерго» и подстанции 220 кВ Бегичево и Люторичи.

Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2018–2019 годах представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Классификация основных средств	2018			2019		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	5903,3		8520	5761,29		8637
ПС 110 кВ	3494,1		90	3520,6		91
ПС 35 кВ	709,2		81	721,8		82
КТП	1700		8349	1532,89		8464
Линии электропередачи, всего:		33076,88	20411		34462,2	20703
Воздушные линии – всего:		31855,93	18020		33201,41	17965
ВЛ 110 кВ		2826,17	159		2714,7	162
ВЛ 35 кВ		2150,38	134		2160,62	135
ВЛ 6(10) кВ		13507,13	1116		14066,78	1174
ВЛ 0,4 кВ		13372,25	16608		14259,31	16494
Кабельные линии, всего:		1220,95	2391		1260,79	2738
КВЛ 110 кВ		18,1			18,1	0
КЛ 35 кВ		0	0		0	0
КЛ 6(10) кВ		703,02	595		683,88	780
КЛ 0,4 кВ		499,83	1796		558,81	1958

Оценка технического уровня электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Технический уровень электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Показатель	Количество подстанций			
	ПС 110 кВ Всего 91ед.		ПС 35 кВ Всего 82 ед.	
	Единица измерения			
	штук	%	штук	%
1	2	3	4	5
Отсутствие РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких	6	7	46	57

1	2	3	4	5
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	8	9	10	12
Однотрансформаторные подстанции	11	12	17	21
Подстанции на ОД и КЗ (отделителях, короткозамыкателях)	25	28	10	12

Технический уровень сети 110 кВ является средним: у 28% подстанций 110 кВ первичная схема РУ выполнена на отделителях и короткозамыкателях, 9% подстанций 110 кВ не имеют резервного питания со стороны 110 кВ, 12% подстанций – однотрансформаторные, 7% подстанций характеризуются отсутствием РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких.

Технический уровень сети 35 кВ является средним: 12% ПС 35 кВ не имеют резервного питания по высокой стороне, 21% ПС 35 кВ являются однотрансформаторными, у 12% ПС 35 кВ первичная схема РУ выполнена на отделителях и короткозамыкателях, 57% подстанций характеризуются отсутствием РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких.

РПН отсутствует на следующих трансформаторах: Т-2 ПС 110 кВ Епифань, Т-2 ПС 110 кВ Кальна Т-2, Т-1 ПС 110 кВ Липки, Т-1 ПС 110 кВ Труново, Т-1 ПС 110 кВ Ушатово, Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Чекалин.

Отсутствие резервного питания на 8 ПС 110 кВ: ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Казановка, ПС 110 кВ Безово, ПС 110 кВ Самарская, ПС 110 кВ Черемушки, ПС 110 кВ Каменка, ПС 110 кВ Айдарово.

Однотрансформаторные (11 ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Крушма, ПС 110 кВ Глебово, ПС 110 кВ Айдарово, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Безово, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Лужное, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Подстанции на ОД и КЗ 110 кВ (25 ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Глушанки, ПС 110 кВ Заокская, ПС 110 кВ Яковлево, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Авангард, ПС 110 кВ Рождественская, ПС 110 кВ Алешня, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Партизан, ПС 110 кВ КПД, ПС 110 кВ Арматурная, ПС 110 кВ Технологическая, ПС 110 кВ Епифань, ПС 110 кВ Одоев, ПС 110 кВ Доробино, ПС 110 кВ Тургеневская, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Кальна, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Точмаш, ПС 110 кВ Самарская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Схемы РУ 110 кВ, выполненные по упрощенным схемам на отделителях и короткозамыкателях, являются морально устаревшими, их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При

выполнении реконструкции, расширения или техническом перевооружении на ПС 35-110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области

На территории Тульской области передачу электрической энергии по распределительным сетям 0,4-6(10) кВ осуществляют пять территориальных сетевых организаций, зонами эксплуатационной ответственности которых являются:

1) АО «Тульские городские электрические сети» (АО «ТГЭС») – в границах города Тулы;

2) ООО «ПромЭнергоСбыт» – на территории города Новомосковск Тульской области, а также поселков Малиновский, Ширинский, Клин, Гипсовый, Шамотный, Заречье, Энергетиков, Депо, МОГЭС, Западный, 25 лет Химкомбината, Химиков, Энергетиков-2, Новозасецкий, Аварийный, Шпальный; деревень Маклец, Ильинка, Мошок, Урванка, Большое Колодезное, Придонье; поселков шахт №№ 15, 21, 22, 27, 28, 31, 35, 38, п. 1-я Каменецкая Узловского района Тульской области; с. Спасское, д. Ольховец, д. Юдино;

3) ОАО «Щекинская городская электросеть» (ОАО «ЩГЭС») – на территории: г. Щекино, р.п. Первомайский, р.п. Огаревка, пос. Лазарево, с. Крапивна, пос. Ломинцевский, д. Ясная Поляна, пос. Социалистический, пос. Головеньковский, с. Селиваново, с. Старая Колпна, пос. Раздолье, пос. Майский, пос. Шахтерский, пос. Октябрьский, пос. Залесный, пос. Рудный, пос. Шахта-20, пос. Шахта-21, пос. Шахта-22, пос. Шахта-24, пос. Прощенный Колодезь, пос. Яснополянские выселки, д. Большая Тросна, пос. Нагорный, пос. Мостовской, д. Малые Озерки, д. Смирное, д. Телятинки, д. Ясенки, ст. Шевелевка, д. Белые Дворы, д. Коровики, д. Грецовка, д. Крапивенская слобода, д. Гниловка, пос. Казначеевский, д. Кресты, пос. 10 Октябрь, с. Мясоделово, д. Горячкино, д. Шевелевка;

4) ООО «Энергосеть» – на территории города Узловая, населенных пунктов Узловского района: пос. Дубовка, пос. Партизан, пос. Брусянский, пос. Майский, пос. Каменецкий, пос. Лесной, пос. Поддубный, пос. Южный, пос. Аварийный, поселки шахт: 2 Каменецкая, 2-бис, №3, №4, 5-бис, д. Синяевка, д. Хрущевка, д. Сычевка, сети электроснабжения объектов ВКХ с. Высоцкое и пос. Комсомольский;

5) АО «Алексинская электросетевая компания» (АО «АЭСК») – на территории города Алексин, пос. Колосово Алексинского района.

Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства территориальных сетевых организаций Тульской области на 01.01.2020 года приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства ТСО Тульской области на 01.01.2020

Наименование ТСО	Объекты электросетевого хозяйства					
	ТП 6-10/0,4 кВ, штук/МВА	ВЛ 110 кВ	ВЛ 6-10 кВ, км	ВЛ 0,4 кВ, км	КЛ 6-10 кВ, км	КЛ 0,4 кВ, км
АО «ТГЭС»	1065/688,0	-	77,6	746,8	1168,7	793,2
ООО «ПромЭнергоСбыт»	435/242,1	-	200,4	437,9	392,0	333,6
ОАО «ЩГЭС»	209/108,9	-	131,0	420,0	176,0	116,0
ООО «Энергосеть»	187/100,1	41,8	112,5	347,2	177,4	167,7
АО «АЭСК»	186/107,5	-	33,8	256,5	212,7	136,5

2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области

На территории Тульской области осуществляют деятельность по продаже электрической энергии три энергосбытовые организации, имеющие статус гарантирующего поставщика:

- 1) АО «ТНС энерго Тула»;
- 2) ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»;
- 3) ООО «Алексинэнергосбыт».

Кроме этого, на 01.04.2019 в Тульской области действуют 19 энергосбытовых организаций, являющихся субъектами ОРЭМ.

2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы

В 2016 году прирост электропотребления составил 1,29% по отношению к 2015 году. В 2017 году снижение электропотребления составило 1,14% по отношению к 2016 году. В 2018 году прирост электропотребления составил 1,75% по отношению к 2017 году. В 2019 году опять наметился прирост электропотребления на 2,67% по отношению к 2018 году.

Удельный вес энергосистемы Тульской области в потреблении электроэнергии по ОЭС Центра за рассматриваемый период незначительно вырос (до 4,25% в 2019 году при 4,24% в 2015 году).

Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Тульской области с 2015 года представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Тульской области за 2015-2019 годы

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	Средне-годовые темпы прироста, %
ОЭС Центра	231,771	237,276	238,558	242,565	241,946	
Годовой темп прироста, %	-	2,38	0,54	1,68	-0,26	1,09
Энергосистема Тульской области, млрд кВт·ч	9,838	9,965	9,851	10,023	10,290	
Годовой темп прироста, %	-	1,29	-1,14	1,75	2,67	1,14
Удельный вес в ОЭС Центра, %	4,24	4,20	4,13	4,13	4,25	

За период 2015-2019 годов собственный максимум нагрузки составил 1552 МВт в 2018 году.

Динамика изменения максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области представлена в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8. Динамика изменения максимума/минимума зимних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день минимума нагрузки
2015	1480	26.01.2015 11-00	-10,3	1053	24.12.2015 04-00	6,0
2016	1537	25.01.2016 11-00	-17,1	1048	31.12.2016 04-00	-2,3
2017	1549	08.02.2017 10-00	-19,3	974	02.01.2017 05-00	0,4
2018	1552	20.12.2018 11-00	-12,0	952	02.01.2018 04-00	1,6
2019	1548	24.01.2019 19-00	-15,8	1060	02.01.2019 05-00	-4,3

Таблица 2.9. Динамика изменения максимума/минимума летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°С в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°С в день минимума нагрузки
1	2	3	4	5	6	7
2015	1144	28.07.2015 14-00	21,4	771	05.07.2015 05-00	23,5
2016	1172	15.07.2016 11-00	25,0	777	01.06.2016 05-00	13,1
2017	1170	15.06.2017 11-00	10,0	796	06.08.2017 05-00	20,0
2018	1167	06.08.2018 14-00	21,7	813	20.08.2018 05-00	20,6
2019	1250	21.06.201 9 11-00	23,1	839	02.06.201 9 05-00	18,4

2.3. Структура электропотребления за 2015-2019 годы

Данные по электропотреблению Тульской области с разделением по группам потребителей в 2015-2019 годах представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Структура электропотребления Тульской области в 2015-2019 годах

Группа потребителей	Потребление, млн кВт·ч				
	2015	2016	2017	2018	2019
Промышленное производство	5269,2	5220,9	5206,9	5260,7	5464,9
Производственные сельскохозйственные потребители и лесное хозяйство	109,1	117,1	115,5	124,1	125,4
Транспорт и связь	106,4	94,3	87,5	92,5	93,7
Строительство	58,8	58,1	60,7	69,4	66,2
Жилищно-коммунальное хозяйство	334,7	386,6	385,6	428,0	444,8
Население	1344,5	1432,2	1427,7	1419,9	1425,3
Бюджетные потребители	308,5	317,0	357,6	331,9	334,9
Прочие виды экономической деятельности	1288,5	1279,4	1257,6	1321,4	1417,3
Потери электрической энергии в распределительных сетях	894,0	926,1	821,3	835,2	777,7
Потери в сетях ЕНЭС	124,2	133,5	131,0	140,0	139,8
ИТОГО электропотребление	9837,9	9965,2	9851,4	10023,0	10289,9

Основную долю в структуре электропотребления в 2019 году занимает промышленное производство – 5464,9 млн кВт·ч или 53,1% от общей величины электропотребления, потребители группы «Население» – 1425,3 млн кВт·ч или 13,9%, потребители сферы «Жилищно-коммунальное хозяйство» – 4,3%.

Кроме этого, в структуре электропотребления 917,5 млн кВт·ч или 8,9% в совокупности составляют потери электрической энергии в распределительных сетях и в сетях ЕНЭС.

Структура электропотребления Тульской области за 2019 год представлена на рисунке 2.1.

За рассматриваемый период времени самый динамичный прирост электропотребления зафиксирован по группам «Население» и «Прочие виды экономической деятельности».

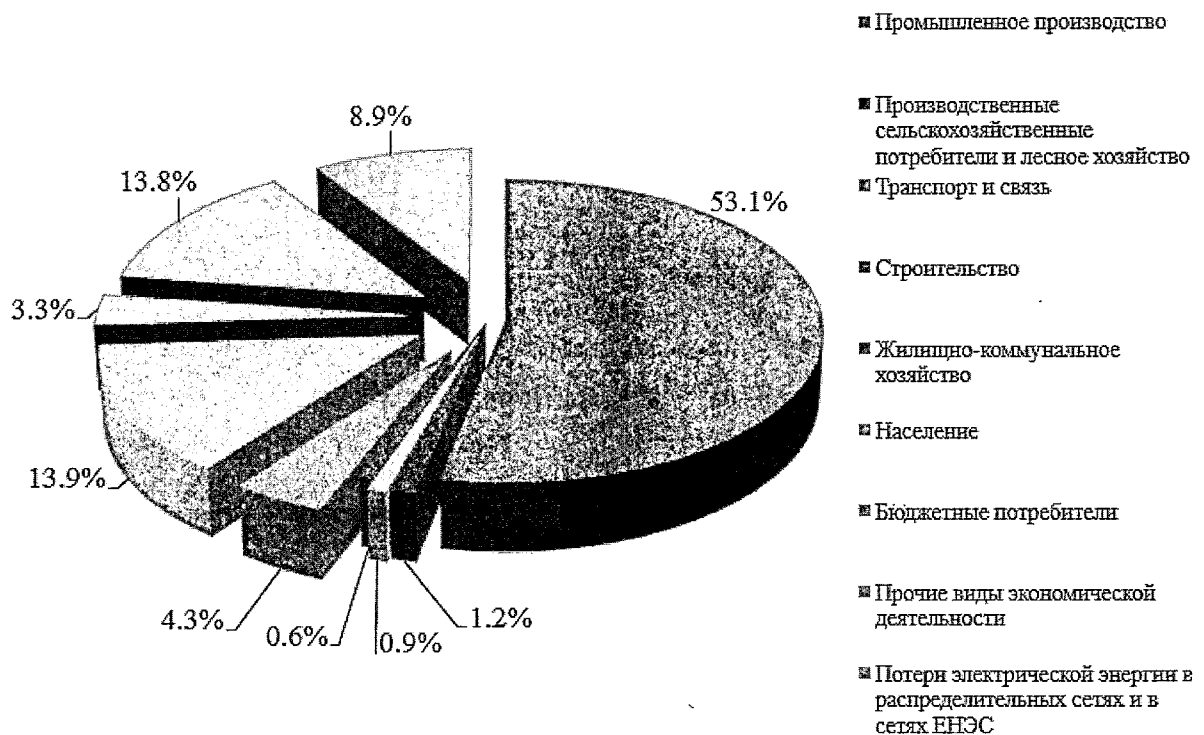


Рисунок 2.1. Структура электропотребления Тульской области за 2019 г., %

2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности

В Тульской области наиболее крупными потребителями электрической энергии являются АО «Новомосковская акционерная компания «Азот» и ОАО «Щекиноазот», являющиеся одними из значимых химических предприятий России. Объемы их электропотребления в совокупном объеме электропотребления Тульской области составляют 11,5% и 6,4% соответственно.

Данные по потреблению электроэнергии и мощности крупными потребителями электрической энергии и мощности в Тульской области представлены в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11. Объемы потребления электроэнергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электроэнергии	Объем годового потребления электроэнергии, млн кВт·ч				
	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление электроэнергии всего, в том числе по наиболее крупным потребителям:	9837,94	9965,2	9851,4	10022,8	10289,9
АО «НАК «Азот»	1178,2	1173,49	1176,6	1205,3	1188,4
ОАО «Щекиноазот»	620,93	632,2	630,8	659,1	654,8
ПАО «Тулачермет»	431,70	394,4	386,4	389,1	399,6
ООО «Каргилл»	228,35	218,34	207,3	215,2	216,2
ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	160,28	153,55	153,3	154,1	108,9
ПАО «Косогорский металлургический завод»	165,92	119,70	124,5	125,3	124,2
АО «Тулагорводоканал»	103,41	107,70	108,1	106,9	104,6
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	102,83	107,79	98,8	97,9	96,2
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	68,56	38,07	16,6	19,1	19,1
АО «Тулатеплосеть»	81,23	87,02	86,2	85,8	86,7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	70,31	69,19	60,5	56,4	53,7
АО «Пластик»	52,83	53,46	54,0	56,5	56,8
АО АК «Туламашзавод»	52,08	54,44	52,6	53,2	56,0
АО «Тульский патронный завод»	37,87	40,20	32,12	24,4	20,6
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	42,47	40,26	39,3	41,2	43,4
ООО «Новомосковский городской водоканал»	28,89	29,96	28,9	29,6	29,8
АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	26,24	31,24	21,52	43,8	57,8
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	23,24	24,57	25,5	27,6	26,7

Таблица 2.12. Объем потребления мощности крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
Максимум (зимний) потребления энергосистемы:	1480	1537	1549	1552	1548
АО «НАК «Азот»	134,5	134,0	134,0	138,0	136,0
ОАО «Щекиноазот»	70,9	72,2	72,0	75,2	74,7
ПАО «Тулачермет»	49,3	45,0	45,0	45,0	46,0

1	2	3	4	5	6
ООО «Каргилл»	31,4	30,0	31,0	30,0	30,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	18,9	13,6	14,2	14,3	14,2
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	16,0	17,0	17,5	18,2	17,5
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	11,2	10,5	10,5	11,5	11,5
АО «Тулатеплосеть»	30,0	30,4	30,7	30,7	30,7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	9,2	10,5	10,5	9,5	7,0
АО «Пластик»	7,0	8,4	6,5	7,5	7,4
АО АК «Туламашзавод»	14,5	16,0	16,0	15,0	15,0
АО «Тульский патронный завод»	7,5	8,2	8,2	5,5	6,1
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	8,0	9,5	9,5	9,5	9,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	6,0	4,6	5,6	6,0	5,8

2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы

Согласно фактическим замерам собственный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы зафиксирован 20.12.2018 и составил 1552 МВт при частоте электрического тока 50,00 Гц и среднесуточной температуре наружного воздуха минус 12,0°С. Максимальная нагрузка электростанций на час прохождения максимума составила 1122 МВт. В 2019 году максимум потребления мощности зафиксирован 24.01.2019 в 19:00 и составил 1548 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха минус 15,8°С.

Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России в декабре 2015-2019 годов представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13. Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России в декабре 2015-2019 годов (МВт)

Показатели	2015 г. 17 декабря 17-00	2016 г. 20 декабря 17-00	2017 г. 25 декабря 17-00	2018 г. 24 декабря 17-00	2019 г. 4 декабря 17-00
1	2	3	4	5	6
1. Установленная мощность, всего, в том числе:	2917,15	2497,15	1 542,15	1542,15	1 637,14
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	545,65	545,65	455,65	455,65	550,64

1	2	3	4	5	6
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1735,00	1315,00	450,00	450,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Электростанции промышленных предприятий	131,50	131,50	131,50	131,50	131,50
2. Ограничения, всего, в том числе:	194,80	195,43	199,12	213,09	162,23
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	99,69	107,97	107,25	128,45	108,92
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	40,00	38,33	43,05	34,64	18,07
Электростанции промышленных предприятий	55,11	49,13	48,82	50,00	35,24
3. Располагаемая мощность, всего, в том числе:	2722,35	2301,72	1343,03	1329,06	1474,91
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	445,96	437,68	348,40	327,20	441,72
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1735,00	1315,00	450,00	450,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	65,00	66,67	61,95	70,36	86,93
Электростанции промышленных предприятий	76,39	82,37	82,68	81,50	96,26
4. Ремонты, всего, в том числе:	0,00	200,00	0,00	200,00	281,76
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	56,76
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	200,00	0,00	200,00	200,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
из них капитальный ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
средний ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
текущий ремонт	0,00	200,00	0,00	0,00	0,00
аварийный ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Снижение мощности в связи с ЗРР, всего, в том числе:	0,00	17,45	0,00	0,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	17,45	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Консервация, всего, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Резерв, всего, в том числе:	1885,86	1435,30	722,00	279,17	516,60
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	199,23	145,30	97,00	79,17	91,36
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1286,63	1090,00	225,00	0,00	225,24
ООО «Щекинская ГРЭС»	400,00	200,00	400,00	200,00	200,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Нагрузки, всего, в том числе:	842,01	660,08	633,51	999,79	684,83
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	246,74	274,93	251,40	380,77	293,60
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	448,37	228,93	226,16	452,12	224,76
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	70,51	73,85	73,27	85,40	70,21
Электростанции промышленных предприятий	76,39	82,37	82,68	81,50	96,26
9. Собственное потребление	1374,98	1437,95	1 369,35	1481,56	1466,76
10. Сальдо перетоков мощности («+» - прием; «-» - отдача) (п. 9-п. 8)	532,97	777,87	735,84	481,77	781,93

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности за указанный 5-летний период на час максимума прохождения ЕЭС России зафиксирован в 17-00 24.12.2018 и составил 1481,56 МВт, величина генерации составила 999,79 МВт. В момент зафиксированного максимума потребления мощности в 2018 году сальдо перетоков мощности от соседних энергосистем составлял 481,77 МВт.

Согласно фактическим замерам режимного дня в 2019 году (в 17-00 04.12.2019) потребление энергосистемы Тульской области составило 1466,76 МВт при нагрузке электростанций 684,83 МВт.

Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы приведен в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы, млн кВт·ч

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019
1. Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	5683,1	6008,4	5079,7	5014,5	5296,1
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1727,7	1623,0	1618,6	1602,3	2270,0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»	2699,1	2964,9	2097,1	2060,9	1632,3
ООО «Щекинская ГРЭС»	45,7	259,2	189,7	122,4	137,0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	539,5	528,3	539,1	571,2	545,9
Электростанции промышленных предприятий	671,1	633,0	635,2	657,7	710,9
2. Электропотребление	9837,9	9965,2	9851,4	10023,0	10289,9
3. Сальдо перетоков электроэнергии «+» - прием, «-» - отдача	4154,8	3956,8	4771,7	5008,5	4993,8

Максимум электропотребления энергосистемы Тульской области за период 2015-2019 годов отмечен в 2019 году и составил 10290 млн кВт·ч при выработке электроэнергии в объеме 5296,1 млн кВт·ч. В 2019 году имел место рост электропотребления Тульской области по сравнению с 2018 годом на 2,66%.

2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2019 год

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Тульской области, включая производство электроэнергии электростанциями промышленных предприятий, в 2019 году составила 5296,1 млн кВт·ч (102,66% от факта 2018 года):

- 1) электростанция АО «Интер РАО - Электрогенерация» - 1632,3 млн кВт·ч;
- 2) электростанция ООО «Щекинская ГРЭС» - 137,0 млн кВт·ч;
- 3) электростанции ПАО «Квадра» - 2270,0 млн кВт·ч;
- 4) электростанции промышленных предприятий - 1256,8 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 2019 год приведена в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Структура выработки электроэнергии в энергосистеме Тульской области по типам электростанций и видам собственности за 2019

Электростанция	Собственник	Выработка за 2019 год, млн кВт·ч	% от общей выработки
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	1632,3	30,8
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»	137,0	2,6
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	801,1	15,1
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	191,3	3,6
Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	1277,6	24,1
Первомайская ТЭЦ	ОАО «Щекиноазот»	545,9	10,3
ТЭЦ	Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	47,2	0,9
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Тулачермет»	539,6	10,2
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Косогорский металлургический завод»	124,1	2,4

Доля выработки электроэнергии электростанций по видам собственности от общей выработки энергосистемы Тульской области за 2019 год приведена на рисунке 2.2.

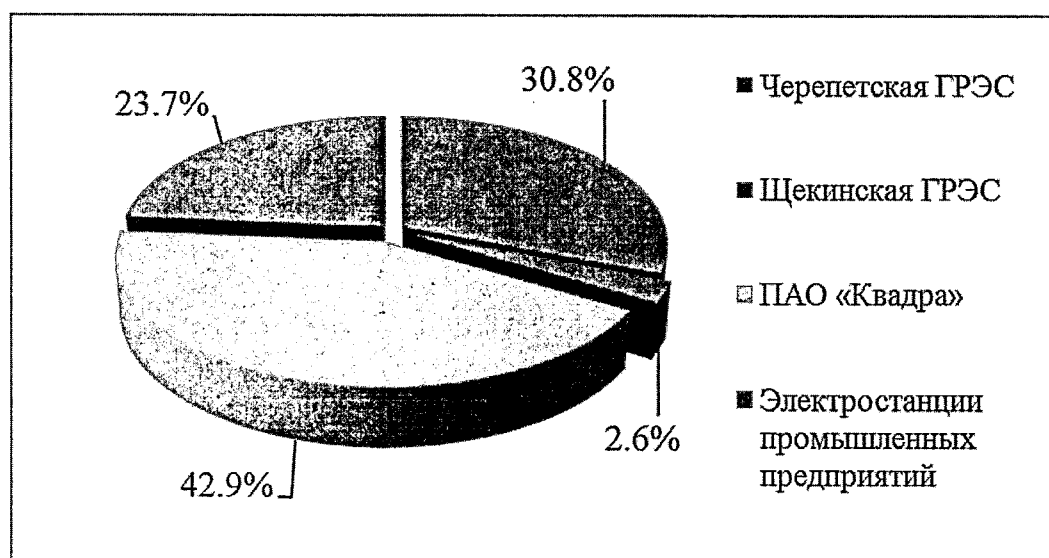


Рисунок 2.2. Доля выработки электроэнергии за 2019 год, %

Структура выработки электроэнергии электростанций энергосистемы Тульской области за 2019 год по видам генерирующего оборудования (млн кВт·ч) приведена на рисунке 2.3.

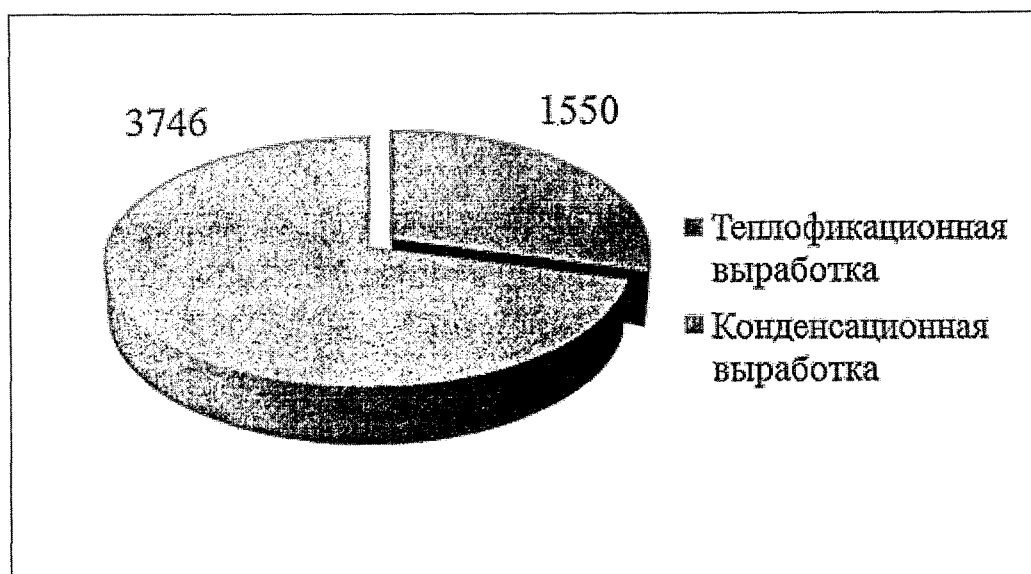


Рисунок 2.3. Структура выработки электроэнергии за 2019 год, млн кВт·ч

Сведения об использовании установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2019 год приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций энергосистемы Тульской области за 2019 год

Наименование	Установленная мощность электростанции на 01.01.2019, МВт	КИУМ, %	Установленная мощность электростанции на 01.01.2020, МВт
Черепетская ГРЭС	450	41,41	450
Щекинская ГРЭС	400	3,91	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	62,42	233,65
Алексинская ТЭЦ	62	56,58	157,0
Ефремовская ТЭЦ	160	13,65	160
Первомайская ТЭЦ	105	59,35	105
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	60,68	101,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	24	59,02	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	90,00	6

2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области

Основной проблемой текущего состояния энергосистемы Тульской области является наличие в отдельных частях энергосистемы значительного физического износа объектов электросетевого хозяйства.

На рисунках 2.4 и 2.5 представлена возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ энергосистемы Тульской области. В таблице 2.17 приведены данные о количестве линий электропередачи 110 и 220 кВ, срок эксплуатации которых превышает нормативный срок в 25 лет.

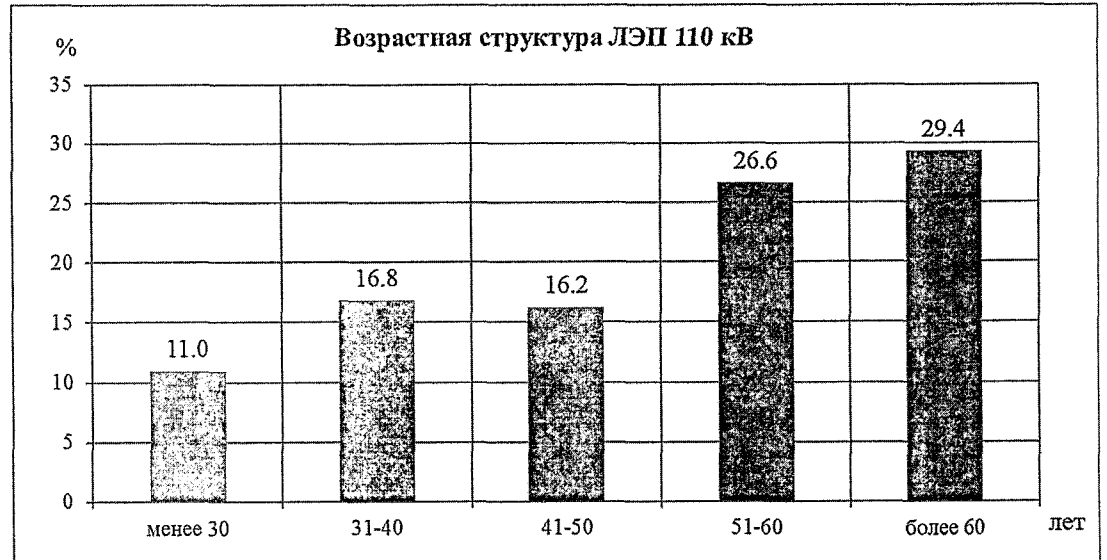


Рисунок 2.4. Возрастная структура линий электропередачи 110 кВ энергосистемы Тульской области

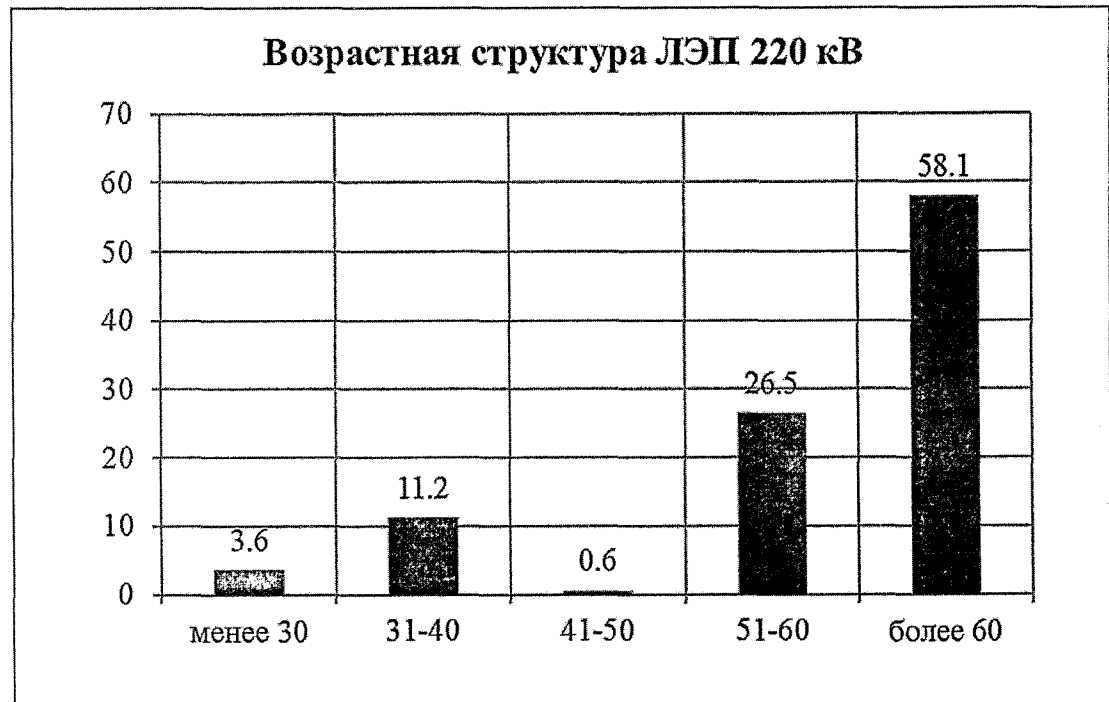


Рисунок 2.5. Возрастная структура линий электропередачи 220 кВ энергосистемы Тульской области

Таблица 2.17 Возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ на 01.01.2020

Показатель	30 лет и менее	31-40 лет	41-50 лет	51-60 лет	более 60 лет
ВЛ 220 кВ общая протяженность, км	35,8	110,7	5,6	262,4	574,2
То же, %	3,6	11,2	0,6	26,5	58,1
ВЛ 110 кВ общая протяженность, км	298,9	458,7	443,2	727,0	801,1
То же, %	11,0	16,8	16,2	26,6	29,4

С учетом данных по состоянию электросетевого хозяйства филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» планируется реконструкция электросетевых объектов в связи со значительным физическим износом (таблица 2.18).

Таблица 2.18. Перечень электросетевых объектов, по которым планируется реконструкция в связи со значительным физическим износом

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
1	2	3
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая-Ясногорск, протяженностью по трассе 0,8 км	0,8 км	2020
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново (протяженность 26,85 км)	26,85 км	2025
3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей, протяженностью по трассе 20,0 км	20,0 км	2023
4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, протяженностью по трассе 29,44 км	29,44 км	2023
5. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казановка-Бучалки, протяженностью по трассе 12,7 км	12,7 км	2023
6. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Лужное, замена ТН-110 кВ (НКФ-110) - 6 шт. на НАМИ-110 кВ - 6 шт., замена ТТ-110 кВ (ТФНД-110) - 6 шт. на элегазовые ТРГ-110 - 6 шт., монтаж модульного здания, замена комплектов электромеханических реле на микропроцессорные; монтаж микропроцессорной дуговой защиты		2023
7. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Даргомыжская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ - 1 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 3 шт.		2023
8. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Тургеневская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ - 2 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 3 шт.		2023
9. Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 110 кВ и монтажом жесткой ошиновки, заменой МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ и установкой разъединителей 110 кВ с моторным приводом рабочих ножей		2024
10. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Арсеньево с заменой ОРУ 35-10 кВ на		2023

1	2	3
комплектную блочно-модульную подстанцию с выключателями 35 кВ - 3 шт., разъединителями 35 кВ - 6 шт., с заменой МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ - 5 шт., монтажом ВЧ заградителя - 1 шт.		
11. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Кураково с заменой МВ 35 кВ - 3 шт. на ЭВ		2023
12. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Угольная с заменой разъединителей 110 кВ - 17 шт., МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 4 шт., разъединителей 35 кВ - 22 шт., МВ 6 кВ на вакуумные - 14 шт., разъединителей 6 кВ - 68 шт., воздушных мостов 6 кВ Т-1 и Т-2 на кабельные вводы		2022
13. Установка шкафов защит и автоматики линии на ПС 110 кВ Ясногорск для ликвидации аварийных режимов (3 шт.)		2023
14. Реконструкция ПС 110 кВ Подземгаз с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2021
15. Модернизация ПС 110 кВ Гремячее с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2021
16. Реконструкция ПС 110 кВ Волово с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2022
17. Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 35 кВ и монтажом жесткой ошиновки, установкой разъединителей 35 кВ с моторным приводом рабочих ножей, реконструкцией ячеек 6 кВ №2 А+Б, № 9 А+Б, 11 А+Б		2024
18. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ефремов-Черемушки с отпайками, протяженностью по трассе 6,0 км	6,0 км	2022
19. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023
20. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Турдей, замена разъединителя перемычки №1 и №2 и их опорно-стержневой изоляции на полимерную		2021
21. Реконструкция ПС 110 кВ Малахово с заменой выключателя 6 кВ на ВВП 20-10-1000 (10 шт.), ТН 110 кВ - 3 шт., ТСН на ТМГ 100/6 -3 шт.		2024
22. Реконструкция ПС 110 кВ Венёв с заменой ТН 110 кВ - 3 шт., конденсатора связи 110 кВ (1 шт.)		2022
23. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ефремов с заменой выключателя 6 кВ на ВВП 20-10-3000 (2 шт.), ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 3 шт., ТСН на ТМГ 400/6 - 2 шт.		2022
24. Реконструкция ПС 110 кВ Доробино с заменой		2021

1	2	3
ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		
25. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Гремячее с заменой ТН 110 кВ (2 шт.)		2019
26. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Тургеневская с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2019
27. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2020
28. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Задонье с заменой ТН 110 кВ (6 шт.)		2021
29. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Точмаш с заменой выключателя 10 кВ на ВБМ 10/20/1000 (3 шт.)		2020
30. Модернизация ПС 110 кВ Рудаково с заменой ТСН на ТМГ 64/6 (1 шт.)		2021
31. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Говоренки с заменой выключателя 10 кВ на ВБП 10-1000 (2 шт.)		2021
32. Модернизация ПС 110 кВ Труново с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2022
33. Модернизация ПС 110 кВ Турдей с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2022
34. Реконструкция ПС 35 кВ Дмитриевская с заменой выключателя 10 кВ - 10 шт.		2022
35. Реконструкция ПС 35 кВ Смородино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2022
36. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Гранки с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2020
37. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Остацино с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2022
38. Модернизация ПС 35 кВ Варфоломеево с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2021
39. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Ержино с заменой выключателя 10 кВ на ВБМ 10/1000 - 2 шт.		2021
40. Модернизация ПС 35 кВ Дворики с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2020
41. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Пашково с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2021
42. Модернизация ПС 35 кВ Марьино с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021
43. Модернизация ПС 35 кВ Павловская с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021
44. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Павшино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2022
45. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская,	3,0 км	2021,

1	2	3
протяженностью по трассе 21 км	18,0 км	2023
46. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево (2-я очередь), протяженностью по трассе 12,0 км	12,0 км	2024
47. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск-Плавск с отпайками, протяженностью по трассе 30 км	30,0 км	2024
48. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ивановско-Кашира (с 1 по 79 опору), протяженностью по трассе 7,7 км	7,7 км	2024
49. Реконструкция двухцепной ВЛ 35 кВ Ясногорск-Шульгино 1 и 2 (с 1 по 83 опору), протяженностью по трассе 15,7 км	15,7 км	2025
50. Реконструкция ПС 110 кВ Криволучье с монтажом секционной перемычки 110 кВ		2022
51. Модернизация ПС 110 кВ Огаревка с заменой электромеханических защит двух ВЛ 35 кВ Огарёвка-Карамышево-1 и Огарёвка-Карамышево-2 на микропроцессорные (тип защит «Сириус 21Л» - 2 шт.)		2022
52. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой электромеханических защит четырех вводных выключателей 6-10 кВ силовых трансформаторов №1 и №2 на шкаф микропроцессорных защит (тип шкафа ШЭ2607164 - 1 шт.)		2022
53. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой электромеханических защит двух секционных выключателей 6-10 кВ и четырех трансформаторов напряжением 6-10 кВ на шкафы микропроцессорных защит (тип шкафа ШЭ2607179 - 2 шт.)		2022
54. Техническое перевооружение ПС 110 кВ КПД с заменой ОД, КЗ-110 кВ на ЭВ 110 кВ, РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ЩСН (2 панели), монтажом новых шкафов КРУН, со строительством ОПУ, с заменой защиты и автоматики трансформаторов 110/6 кВ, устройство ЦС на микропроцессорные устройства РЗА		2022
55. Реконструкция ПС 110 кВ Самарская с заменой МВ 35 кВ на ЭВ (7 шт.), замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ - 2 шт. Замена ТСН №3. Реконструкция двух линейных ячеек 6 кВ		2022
56. Реконструкция ПС 110 кВ Черёмушки. Замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ (1 шт.). Замена МВ 35 на ЭВ (3 шт.). Реконструкция КРУН 10 кВ с заменой 2-х линейных ячеек и МВ 10 кВ на ВВ (8 шт.) заменой 2-х линейных ячеек и МВ 10 кВ на ВВ (8 шт.)		2022
57. Техническое перевооружение ПС 110 кВ		2022

1	2	3
Ефремов. Замена проходной изоляции в ЗРУ 6 кВ. Замена МВ 110 на ЭВ 110 (4 шт.). Замена МВ 35 на ЭВ 35 (8 шт.) Замена МВ 6 на ВВ 6 (5 шт.). Замена ТН 1 и 2 СШ 110 кВ (6 шт.). Замена ТН 35 кВ (2 шт.). Замена ДГК 6 кВ (6 шт.)		
58. Модернизация ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Гурово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ (7 шт.)		2022
59. Устройство 2-х линейных ячеек 35 кВ на ПС 35 кВ Марьино и ПС 35 кВ Дворики		2022
60. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Павловская, замена МВ 35 кВ на элегазовые (2 шт.) на ОРУ 35 кВ и замена МВ 10 кВ на вакуумные (5 шт.) в КРУН 10 кВ		2022
61. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Львово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 5 шт., ТН- 35кВ - 2 шт., разрядников РВС 35 кВ - 6 шт.; разъединителей 35 кВ - 14 шт.; МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ - 14 шт.; панелей СН - 3 шт., панелей ПТ - 3 шт., АБ 2хСК-2 24В на АБ - 110В, ВУ 1 - шт.		2022
62. Реконструкция ПС 35 кВ Гранки с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ, РВС 35 кВ, ТН 35 кВ, разъединителей 35 кВ, МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ	10 МВА	2023
63. Реконструкция ПС 110 кВ Одоев с заменой КРУН - 10 кВ (16 шт.)		2021
64. Реконструкция ПС 35 кВ Баскаково		2021

2.6. Анализ произведенных в 2019 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области

Информация по выполненным в 2019 году вводам, реконструкциям и прочим действиям с объектами электросетевого хозяйства по энергосистеме Тульской области приведена в таблице 2.19.

Таблица 2.19. Вводы, реконструкция объектов электросетевого хозяйства в 2019 году

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
1	2	3
По филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС		
ПС 220 кВ Северная	АТ-3 220 кВ ЭВ 1 СШ 220 кВ АТ-3 ЭВ 2 СШ 220 кВ АТ-3 ЭВ 1 СШ 110 кВ АТ-3 ЭВ 2 СШ 110 кВ АТ-3	техническое перевооружение

1	2	3
	В 10 кВ АТ-3 В 10 кВ «Резерв» ШР 1 СШ 220 кВ АТ-3 ШР 2 СШ 220кВ АТ-3 ТР №1 220 кВ АТ-3 ТР №2 220 кВ АТ-3 ШР 1 СШ 110 кВ АТ-3 ШР 2 СШ 110 кВ АТ-3 ТР №1 110 кВ АТ-3 ТР №2 110 кВ АТ-3 Р 10 кВ АТ-3 ТН-110 2 сш ф А ТН-110 2 сш ф В ТН-110 2 сш ф С ТН 10 кВ АТ-3 ТН СкШ 10 кВ АТ-3 ОПН кабельной муфты 220 кВ №1 ф А ОПН кабельной муфты 220 кВ №1 ф В ОПН кабельной муфты 220 кВ №1 ф С ОПН кабельной муфты 220 кВ №2 ф А ОПН кабельной муфты 220 кВ №2 ф В ОПН кабельной муфты 220 кВ №2 ф С ОПН моста 220 кВ АТ-1 ф А ОПН моста 220 кВ АТ-1 ф В ОПН моста 220 кВ АТ-1 ф С ОПН моста 220 кВ АТ-2 ф А ОПН моста 220 кВ АТ-2 ф В ОПН моста 220 кВ АТ-2 ф С ОПН моста 110 кВ АТ-1 ф А ОПН моста 110 кВ АТ-1 ф В ОПН моста 110 кВ АТ-1 ф С ОПН моста 110 кВ АТ-2 ф А ОПН моста 110 кВ АТ-2 ф В ОПН моста 110 кВ АТ-2 ф С ОПН моста 110 кВ АТ-3 ф А ОПН моста 110 кВ АТ-3 ф В ОПН моста 110 кВ АТ-3 ф С ОПН моста 10 кВ АТ-3 ф А ОПН моста 10 кВ АТ-3 ф В ОПН моста 10 кВ АТ-3 ф С	
ПС 220 кВ Яснополянская	ОПН моста 220 кВ АТ-2 ф А ОПН моста 220 кВ АТ-2 ф В	техническое перевооружение
По филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»*		
-	-	-

* Новых вводов и капитальной реконструкции объектов 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2019 году не было.

В 2020 году запланирован ввод в работу ПС 220 кВ ООО ТК «Тулский» трансформаторной мощностью 2х80 МВА с сооружением заходов к ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская длиной 2х0,5 км.

2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области

Связь энергосистемы Тульской области с энергосистемами смежных субъектов Российской Федерации осуществляется по линиям электропередачи классом напряжения 110-220 кВ:

С энергосистемой Московской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока;
- 2) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС;
- 3) ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая;
- 4) КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры;
- 5) ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;
- 6) ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС

Новосёлки;

- 7) ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск.

С энергосистемой Калужской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита;
- 2) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник;
- 3) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон;
- 4) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная;
- 5) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы;
- 6) ВЛ 220 кВ Станы – Шипово;
- 7) ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;
- 8) ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками;
- 9) ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками;
- 10) ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками;
- 11) ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя;
- 12) ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
- 13) ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками;
- 14) ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками.

С энергосистемой Рязанской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;
- 2) ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;
- 3) ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово.

С энергосистемой Орловской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск;
- 2) ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш;
- 3) ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

С энергосистемой Брянской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2019 год

В настоящий момент энергосистема Тульской области связана:

1) с энергосистемой Московской области по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;

2) с энергосистемой Рязанской области по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская, ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово, ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;

3) с энергосистемой Орловской области по ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск, ВЛ 110 кВ Чернь – Плавск с отпайкой на ПС Скуратово;

4) с энергосистемой Калужской области по ВЛ 220 кВ Станы – Шипово, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками, ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками, ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками, ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя, ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками, ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;

5) с энергосистемой Брянской области по ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

В таблице 2.20 представлены основные характеристики режимов зимнего и летнего контрольных замеров. В день зимних контрольных замеров 19.12.2018 максимальное суммарное потребление энергосистемы Тульской области было зафиксировано в 18 часов. В день летних контрольных замеров 19.06.2019 максимальное суммарное потребление энергосистемы Тульской области было зафиксировано в 13 часов.

Таблица 2.20. Основные характеристики режимов за дни зимних и летних контрольных замеров

Основные характеристики режима	Режимный день контрольного замера
--------------------------------	-----------------------------------

		зимних нагрузок (18-00 19.12.2018)	летних нагрузок (10-00 19.06.2019)
Баланс мощности энергосистемы	Потребление, МВт	1508	1190
	Генерация, МВт	984	799
	Внешние перетоки*, МВт:		
	Московская ЭС	+376	+665
	Рязанская ЭС	+158	+93
	Орловская ЭС	+31	-101
	Калужская ЭС	-66	-259
	Брянская ЭС	+25	-7

* Приём мощности со знаком «+», выдача мощности со знаком «-».

Анализ представленных данных показал, что энергосистема Тульской области является дефицитной по мощности. Покрытие дефицита осуществляется из соседних энергосистем.

В зимнем режиме контрольных замеров дефицит покрывается за счет получения мощности из энергосистем Московской, Рязанской, Орловской и Брянской областей. Основной поток мощности поступал из энергосистем Московской и Рязанской области (более 90% от общего потока). При этом мощность передавалась в энергосистему Калужской области.

В летнем режиме контрольных замеров дефицит мощности покрывался за счет получения мощности из всех смежных энергосистем.

В таблице 2.21 представлены уровни загрузки генераторного оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, находящегося в работе в дни контрольных замеров.

Таблица 2.21. Загрузка генераторов электростанций энергосистемы Тульской области мощностью более 5 МВт

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних нагрузок (18-00 19.12.2018)	летних нагрузок (10-00 19.06.2019)
1	2	3	4
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО-Электрогенерация»	Блок 8	225,7	190,5
	Блок 9	224,6	189,8
ООО «Щекинская ГРЭС»	Блок 1	98,8	0
	Блок 2	0	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Новомосковская ГРЭС»	ТГ-4	0	0
	ТГ-7	0	0
	ГГТУ №8	137,4	112,1
	ГПТУ №9	44,4	49,5

1	2	3	4
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Алексинская ТЭЦ»	ТГ-2	8,2	4,8
	ТГ-3	21,7	0
	ТГ-4	0	39,9
	ТГ-5	0	40,1
	ТГ-6	0	33,6
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Ефремовская ТЭЦ»	ТГ-4	0	0
	ТГ-5	0	0
	ТГ-6	50,6	0
	ТГ-7	0	10,5
Первомайская ТЭЦ Филиала ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1	16,6	0
	ТГ-2	0	0
	ТГ-3	15,2	25,8
	ТГ-4	25,4	21,7
	ТГ-5	28,6	0
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	ТГ-2	10,7	15,8
	ТГ-3	5,0	3,8
	ТГ-4	6,3	3,8
	ТГ-5	44,7	38,6
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	ТГ-1	8,0	6,0
	ТГ-2	8,0	7,0
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1	6	6

2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области

Электросетевой комплекс Тульской области характеризуется следующими проблемами:

- 1) высокий износ и необходимость проведения реконструкции большого количества электросетевых объектов;
- 2) исчерпание паркового ресурса подавляющего большинства генерирующего оборудования на электростанциях региона;
- 3) исчерпание резерва центров питания 110 кВ на территории Тульской области, что ограничивает присоединение дополнительной электрической нагрузки в среднесрочной перспективе;
- 4) зависимость режимов электрической сети 110 кВ Ефремовского энергорайона от наличия генерации на Ефремовской ТЭЦ ввиду ограниченного количества связей 220-110 кВ с ЕЭС;
- 5) необходимость реконструкции и модернизации морально и физически устаревших общесистемных средств управления (РЗА, ПА);

б) значительное количество морально устаревшего маслонаполненного коммутационного оборудования на объектах, что снижает надежность и является негативным экологическим фактором.

2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ

2.9.1. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области

Для всех энергорайонов энергосистемы Тульской области проведена оценка загрузки центров питания 220 кВ.

Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области приведена в таблице 2.22.

Необходимо отметить, что к 2025 году срок службы всех автотрансформаторов, указанных в таблице 2.22, за исключением АТ-2 ПС 220 кВ Тула и АТ-3 ПС 220 кВ Северная, будет превышать минимальный нормативный срок эксплуатации 25 лет (17 автотрансформаторов 220/110 кВ):

- АТ-1 ПС 220 кВ Тула;
- АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская;
- АТ-1 ПС 220 кВ Metallургическая;
- АТ-2 ПС 220 кВ Metallургическая;
- АТ-1 ПС 220 кВ Северная;
- АТ-2 ПС 220 кВ Северная;
- АТ-1 ПС 220 кВ Химическая;
- АТ-2 ПС 220 кВ Химическая;
- АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево;
- АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево;
- АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи;
- АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Шипово;
- АТ-1 ПС 220 кВ Звезда.

Таблица 2.22. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2019 год				Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2018 год			
	за 18.12.2019 (режимный день)		за 19.06.2019 (режимный день)		за 19.12.2018 (режимный день)		за 21.06.2018 (режимный день)	
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тульский								
АТ-1 ПС 220 кВ Тула	70,1/70	28	53,5/53	21	73,3/73,2	29	58,0/57,0	23
АТ-2 ПС 220 кВ Тула	74/74	30	54,3/54	22	77,7/77,3	31	60,9/60,3	24
АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	73,8/66	37	69,1/59	35	99,9/78,6	49	91,4/66	46
АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	72/64	36	50/50	25	99,2/78,1	49	90,8/65,7	45
АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	27,5/26	22	21/19	17	30,4/29,8	24	23,9/21,2	19
АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	27,2/26	22	21/19	17	30,04/29,5	24	23,6/20,9	19
Новомосковский								
АТ-1 ПС 220 кВ Северная	72,9/65	36	83,5/71	42	90,6/79,8	45	82,4/72,6	41
АТ-2 ПС 220 кВ Северная	0/0	0	50,2/43	28	54,3/48,0	30	54,6/48,2	30
АТ-3 ПС 220 кВ Северная	75,5/64	38						
АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	108,3/95	54	50,6/44	25	50,1/42,5	25	52,1/43,4	26
АТ-2 ПС 220 кВ Химическая	7/7	4	50,1/44	25	49,5/41,9	24	52,0/43,1	26
Люторици и Бегичево								
АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево	35,4/35	29	42,1/42	35	25,4/24,6	21	19,4/18,9	16
АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево	36,1/35	30	42,6/42	35	26,8/24,7	22	20,7/19	17
АТ-2 ПС 220 кВ Люторици	27,7/6	22	35,1/35	28	26,01/4,0	21	32,5/6,0	26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Щекинский								
АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская	34,7/25	28	0/0	0	42,5/22,8	34	48,9/33,8	39
АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская	27,2/22	22	51,3/43	41	35,7/21,2	28	ОТКЛ	0
Ефремовский								
АТ-1 ПС 220 кВ Звезда	35/28	28	41,2/36	33	26,8/21,6	21	34,8/28,7	28
Заокский								
АТ-2 ПС 220 кВ Шипово	42,2/39	34	56,9/54	46	56,6/49,7	45	43,9/43,9	35

* Величина загрузки трансформаторного оборудования определена относительно номинальной мощности.

Тульский энергорайон

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2x250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2x200 МВА), ПС 220 кВ Металлургическая (2x125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Тула в день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 28% и 30% соответственно, за 19.06.2019 – 21% и 22% соответственно.

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская в день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 37% и 38% соответственно, за 19.06.2019 – 35% и 25% соответственно.

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая в дни контрольных замеров за 18.12.2019 составляет 22% и 32% соответственно, за 19.06.2019 – 17% и 17% соответственно.

Новомосковский энергорайон

Центром питания Новомосковского района являются ПС 220 кВ Северная (2x200 МВА и 1x180 МВА) и ПС 220 кВ Химическая (2x200 МВА).

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Северная в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 36%, 0% и 38% соответственно, за 19.06.2019 – 42%, 28% и 0% соответственно.

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Химическая в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 54% и 4% соответственно, за 19.06.2019 – 25% и 25% соответственно.

Энергорайон Бегичево-Люторичи

Основными центрами питания энергорайона Бегичево-Люторичи являются ПС 220 кВ Бегичево (2x 120 МВА) и ПС 220 кВ Люторичи (125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 29% и 20% соответственно, за 19.06.2019 – 35% и 35% соответственно.

Загрузка автотрансформатора АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 35%, за 19.06.2019 – 28%.

Щекинский энергорайон

Центром питания Щекинского района является Щекинская ГРЭС и ПС 220 кВ Яснополянская (2x125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 28% и 22% соответственно, за 19.06.2019 – 0% и 41% соответственно.

Ефремовский энергорайон

Основными питающими центрами Ефремовского энергорайона являются Ефремовская ТЭЦ и ПС 220 кВ Звезда (125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 ПС 220 кВ Звезда в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 28%, за 19.06.2019 – 33%.

Ввиду того, что на ПС 220 кВ Звезда установлен один АТ 220/110 кВ, а также при наличии единственной питающей ВЛ 220 кВ, нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Звезда в существенной мере зависит от пропускной способности прилегающей сети 110 кВ, а также уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Заокский энергорайон

Основными центрами питания Заокского энергорайона со стороны энергосистемы Тульской области является Алексинская ТЭЦ, ПС 220 кВ Шипово (125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-2 ПС 220 кВ Шипово в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 34%, за 19.06.2019 – 46%.

Единственным центром питания со стороны Калужской энергосистемы, является ПС 220 кВ Протон (2x125 МВА) (собственник-ФГБУ «Государственный научный центр Российской Федерации - Институт физики высоких энергий»).

Суворовский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Суворовского энергорайона обеспечивается только по сети 110 кВ от ПС 220 кВ Электрон (по транзиту 110 кВ Электрон – Середейск – Шепелево – Суворов и Ушатово), от ПС 220 кВ Орбита (по транзиту 110 кВ Орбита – Агеево – Суворов) и от Первомайской ТЭЦ (по транзиту 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово – Лужное). При этом в двухцепной исполнении выполнены следующие ВЛ:

ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск и ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (сечение провода АС-120);

ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская и ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская (сечение провода АС-120).

2.9.2. Оценка загрузки центров питания 110 кВ энергосистемы Тульской области

В таблице 2.23 представлены сведения о центрах питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся текущей недостаточной пропускной способностью трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. Загрузка одного трансформатора двухтрансформаторного центра питания 110 кВ указана при аварийном отключении второго трансформатора или выводе в ремонт второго трансформатора.

В примечании к таблице 2.23 приведены ссылки на приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» (далее – приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81), а также приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 06.05.2014 № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов» (далее – приказ Минэнерго России от 06.05.2014 № 250).

Основные характеристики центров питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» приведены в приложении № 4.

Таблица 2.23. Сведения о загрузке центров питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся недостаточной пропускной способностью в послеаварийных и ремонтных схемах

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Данные по трансформаторам				Загрузка по замерам зимнего режимного дня, МВА***	Загрузка по замерам летнего режимного дня, МВА**	Объем договоров на ТП по состоянию к 01.01.2020, МВт	Величина перспективной зимней загрузки трансформатора, МВА**	Величина перспективной летней загрузки трансформатора, МВА**
		название	номинальная мощность, МВА	длительно допустимая мощность зимой, МВА*	длительно допустимая мощность летом, МВА*					
ПС 110 кВ Средняя	Алексинский район, ж/д станция «Средняя»	Т-1	16	20,0	18,8	11,77	12,32	0,66	12,4	12,8
		Т-2	10	12,5	11,8	11,77	12,32	0,66	12,4	12,8
ПС 110 кВ Заокская	Заокский район, пос. Заокский	Т-1	16	18,8	15,3	23,43	11,71	11,13	32,4	18,7
		Т-2	16	20,0	18,8	23,43	11,71	11,13	32,4	18,7

*Величина длительно допустимой мощности трансформаторов по состоянию на 2020 год.

**При определении учитывалась величина длительно допустимой мощности трансформаторов на 2025 год. Величина длительно допустимой токовой нагрузки трансформаторного оборудования определена в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81. В столбце показана перспективная нагрузка ПС с учетом коэффициента реализации ТУ на ТП в соответствии с приказом Минэнерго России от 06.05.2014 № 250.

***Представлена максимальная загрузка центра питания по замерам зимнего и летнего режимного дня за последние три года (2017-2019).

2.10. Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов за отчетные годы по данным контрольных замеров показал, что уровни напряжения в сети 110-220 кВ энергосистемы Тульской области в нормальной схеме сети и при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах сети находятся в диапазоне допустимых значений.

Существующих средств компенсации реактивной мощности, установленных на ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Люторичи и ПС 110 кВ Ефремов, достаточно.

2.11. Оценка существующих уровней токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области

По результатам анализа отключающей способности коммутационного оборудования за отчетный 2019 год выявлено несоответствие отключающей способности только выключателей, установленных на ПС 220 кВ Северная в РУ 110 кВ на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим. Коммутационное оборудование прочих ПС 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области соответствует существующим токам короткого замыкания.

2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2015-2019 годы

Существующая установленная электрическая и тепловая мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2019 представлена в таблице 2.24.

Таблица 2.24. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2019

Электростанция, установленная мощность (электрическая, МВт / тепловая, Гкал/ч)	Тип генератор	Тип турбины	Установленная мощность, МВт	Станционный номер
1	2	3	4	5
Электростанция АО «Интер РАО - Электрогенерация»				
Черепетская ГРЭС 450/172	ТЗФП-220- 2УЗ	К-225-12,8-4р	225	8
		К-225-12,8-4р	225	9

1	2	3	4	5
ООО «Щекинская ГРЭС»				
Щекинская ГРЭС 400/0	ТВВ-220-2Е	К-200-130	200	11
	ТВВ-220-2Е	К-200-130	200	12
ПАО «Квадра»				
Алексинская ТЭЦ 156,989/237	Т-12-2УЗ	ПР-12-90/15	12	2
	ТВФ-63-2У	Т-50-90/1,5	29	3
	AMS 1250A LF	SGT-800 (ГТУ)	45,805	5
	AMS 1250A LF	SGT-800 (ГТУ)	46,684	6
	AMS 1250 LG	SST-400 (ПТУ)	23,5	7
Ефремовская ТЭЦ 160/520	ТВС-30	ПР-25-90/10	25	4
		ПР-25-90/10	25	5
	ТВФ-63-2	ПТ-60-90/13	60	6
	ТВФ-63-2	Р-50-130/13	50	7
Новомосковская ГРЭС 233,65/302,4		Р-14-90/31	14	4
		Р-32-90/13	32	7
	9А5	PG9171E	131,75	8
	SGen5-100A- 2P	SST PAC 600	55,9	9
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»				
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» 105/674	ТВ-2-30-2	Р-15-90/31	15	2
	ТВ-2-30-2	П-25-29/13	2x25	1,3
	ТВС 30	Р-15-90/31	15	4
	ТВС 30	ПР-25-90/10	25	5
Электростанции промышленных предприятий				
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот» 6/0		П-6-35/5М	6	1
ТЭЦ ПАО «Тулачермет» 101,5/644	Т-6-2УЗ	ПТ-25-90/10	25	2
	Т-12-2	Р-6-35/10	6	3
	ТВФ-60-2	Р-10,5-90/31	10,5	4
		ПТ-60-90/13	60	5
ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод» 24/287,9		ПТ-12-35/10	2x12	1,2

В таблице 2.25 приведены данные о динамике изменения установленной мощности электростанций Тульской области за прошедший пятилетний период. По отношению к 2015 году суммарная установленная мощность в 2019 году уменьшилась на 1280 МВт.

Таблица 2.25. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018	на 31.12.2019
Черепетская ГРЭС	1735	1315	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400
Новомосковская ГРЭС	323,7	323,7	233,7	233,7	233,7
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	160
Алексинская ТЭЦ	62	62	62	62	157
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6
Итого	2917,2	2497,2	1542,2	1542,2	1637,1

За период 2015-2019 годов по энергосистеме Тульской области произведен окончательный вывод из эксплуатации следующего оборудования электростанций:

1) с 01.01.2015 на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 5 типа Т-90-90/2,5 установленной мощностью 90 МВт (110 Гкал/ч);

2) с 01.01.2015 на Алексинской ТЭЦ выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 4 типа П-40-90/7 установленной мощностью 40 МВт (65 Гкал/ч);

3) с 01.01.2016 на Черепетской ГРЭС выведена из эксплуатации I-я очередь электростанции с тремя дубль-блоками установленной мощностью по 140 МВт в составе турбоагрегатов К-140-160, котлов ТП-240 и генераторов ТВ2-150-2;

4) с 01.01.2017 с 1 января 2017 года на Черепетской ГРЭС выведены из эксплуатации блок ст. № 5 установленной мощностью 300 МВт, блок ст. № 6 установленной мощностью 300 МВт и блок ст. № 7 установленной мощностью 265 МВт;

5) с 01.06.2017 на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 1 типа Т-90-90/2,5 мощностью 90 МВт и паровые энергетические котлы «Шихау» ст. №№ 2, 3, 4, 5.

За период 2015-2019 годов по энергосистеме Тульской области введено в эксплуатацию следующее оборудование электростанций:

1) с 22.03.2015 на Черепетской ГРЭС введен в эксплуатацию энергоблок мощностью 225 МВт ст. № 9, состоящий из турбины К-225-12,8-4р, генератора ТЗФП-220-2УЗ и котла Еп-630-13,8-565/570 КТ номинальной паропроизводительностью 630 т/ч;

2) с 01.02.2019 на Алексинской ТЭЦ введена в эксплуатацию парогазовая установка (ПГУ) мощностью 113,5 МВт и 87 Гкал/ч, состоящая из двух газовых турбин SGT-800, паровой турбин SST-400 и котла Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83);

3) с 01.06.2019 на Алексинской ТЭЦ произведена перемаркировка ТГ-3 (Т-50-90/1,2) с 50 МВт до 29 МВт и с 80 Гкал/ч до 74 Гкал/ч;

4) с 01.10.2019 на Алексинской ТЭЦ произведена перемаркировка ПГУ с 113,5 МВт до 115,989 МВт.

Суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2015-2019 годов составила 1375 МВт.

Суммарная мощность введенного в эксплуатацию генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2015-2019 годов составила 566 МВт.

При определении сценариев развития энергосистемы Тульской области в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с данными, представленными в таблице 2.26.

Таблица 2.26. Объемы ввода и демонтажа генерирующего оборудования на 2020-2025 годы, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
По базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный				32		
Всего по станции							32		
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
4 ПР-25-90		Газ природный	окончательный	25					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5 ПР-25-90		Газ природный	окончательный			25			
Всего по станции				25		25			
По региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
4 Р-14-29		Газ природный	окончательный			14			
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный			32			
Всего по станции						46			
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный			12			
3 Т-29-90 (Т-50-90 перемаркировка в Т-29-90 в 2019 году)		Газ природный	окончательный			29			
Всего по станции						41			
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
4 ПР-25-90		Газ природный	окончательный	25					
Всего по станции				25					
ПЕРЕМАРКИРОВКА									
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
7 Р-50-130		Газ природный	окончательный	-18					
Всего по станции				-18					

По информации филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»:

1) с 01.04.2020 планируется перемаркировка установленной мощности турбоагрегата ст. №7 Ефремовской ТЭЦ со снижением на 18 МВт и вывод из эксплуатации ст. №4 мощностью 25 МВт;

3) с 01.01.2022 планируется вывод из эксплуатации оборудования «старых» частей Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ (46 МВт и 205 Гкал/ч и 41 МВт и 150 Гкал/ч соответственно).

Особенности, проблемы текущего состояния и возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии субъектов генерации Тульской области приведены в таблице 2.27.

Таблица 2.27. Возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии

Электростанция и тип оборудования	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Мощность (МВт), паропроизводительность, тонн/час)	Наработка на 01.01.2020, час	Парковый ресурс/индивидуальный ресурс (год достижения индивидуального ресурса), час
1	2	3	4	5	6
1. ООО «Щекинская ГРЭС»					
Турбина К-200-130-1	11	1964	200	302445	220000/307160
Турбина К-200-130-1	12	1965	200	63864	220000/- (2046)
Котел 67-СП	14	1956	230	308373	300000/344573
Котел 67-СП	15	1957	230	291071	300000/33584
Котел ПК-33	16	1964	640	302445	200000/325591
Котел ПК-33	17	1965	640	297217	200000/321188
2. Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»					
Турбина Р-14-90/31	4	1976	14 / 40	228486	270000/-
Турбина Р-32-90/13	7	1969	32 / 165	353076	270000/393526
Турбина газовая PG9171E	8	2013	131,75 / 97,4	48842	131400/-
Турбина паровая SST PAC 600	9	2013	55,9	48524	262800/-
Котел БКЗ-220-100	13	1968	220	273720	250000/274000
Котел БКЗ-220-100	14	1969	220	288755	250000/295282
Котел БКЗ-220-100	15	1973	220	142618	300000/-
Котел-утилизатор Е-186/39-7,5/0,7-515/29 (П-142)	1	2013	186/39	48845	220000/-
3. Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина Р-12-90/17/7	2	1995	12 / 70	151393	240000/-
Турбина Т-50-90/1,2	3	1948	29 / 74	146811	240000/-
Газовая турбина SGT-800	6	2019	46,684	7208	120000/-
Паровая турбина SST-400	7	2019	23,5 / 87	7091	120000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	1	2019	59 / 12	215680	-
Котел ТП-230-1	3	1948	230	383494	250000/393753
Котел ТП-230-1	4	1949	230	381409	250000/394753
Котел БКЗ-220-100	6	1972	220	350677	300000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	1	2019	59 / 12	215680	-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	2	2019	59 / 12	7158	-
4. Ефремовская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина ПР-25-90/10	4	1964	25 / 84	242109	270000/-
Турбина ПР-25-90/10	5	1965	25 / 84	255406	270000/-
Турбина ПТ-60-90/13	6	1975	60 / 164	281270	270000/285000

1	2	3	4	5	6
Турбина Р-50-130/13	7	1979	50 / 188	154742	220000/-
Котел БКЗ-160-100	8	1964	160	300775	300000/-
Котел БКЗ-160-100	9	1964	160	339451	300000/361212
Котел БКЗ-160-100	10	1965	160	309833	300000/343356
Котел БКЗ-160-100	11	1976	160	247914	300000/-
Котел БКЗ-160-100	12	1976	160	263149	300000/-
Котел БКЗ-320-100	13	1980	320	95720	300000/-
Котел БКЗ-320-100	14	1983	320	93624	300000/-
5. Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»					
К-225-12,8-4р	8	2014	225	26301	220000/-
К-225-12,8-4р	9	2015	225	23639	220000/-

2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2015-2019 годы

Динамика производства, потребления и структура отпуска тепловой энергии по энергосистеме Тульской области с 2015 года представлена в таблице 2.28.

Таблица 2.28. Динамика производства, потребления тепловой энергии по энергосистеме Тульской области за 2015-2019 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2578,7	2372,5	2039,5	2138,3	2008,6
Ефремовская ТЭЦ	1217,1	1157,0	975,7	1013,7	962,2
Алексинская ТЭЦ	459,3	500,1	464,9	525,7	515,3
Новомосковская ГРЭС	879,0	683,8	576,2	561,1	511,9
Котельные производственные	23,3	31,6	22,7	37,8	19,2
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	14,0	14,3	13,4	13,8	14,0
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	1485,3	1200,7	945,7	1020,8	1016,3
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	992,7	1001,2	0,0	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	2,8	3,2	3,6	4,7	4,3
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,7	2,0	2,2	2,3	2,2
1.7. Потери ТЭ	145,5	151,2	133,0	123,4	112,0
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	-	-	941,7	973,3	859,6
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	183,6	189,7	187,8	122,0	7,8

1	2	3	4	5	6
Потребление ТЭ на собственные нужды	0,9	1,0	1,0	0,9	3,3
Отпуск «Промышленное производство» (в т.ч. фабрика SCA)	72,8	74,8	75,4	34,8	0,0
Отпуск «ЖКХ»	43,2	45,5	42,8	41,9	0,0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	66,7	68,4	68,6	4,8	0,0
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	125,0	124,1	128,5	139,3	122,6
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	110,8	115,8	115,9	115,1	106,4
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	14,2	8,3	12,7	24,2	16,2
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	823,9	770,3	728,1	728,1	758,6
Цеха ПАО «Тулачермет» (потребление)	284,1	296,7	343,4	294,1	282,3
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	339,7	311,9	339,7	278,4	269,4
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	200,1	161,7	45,0	155,5	207,3
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	1426,7	984,4	874,8	884,1	886,8
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	1095,2	746,3	680,0	696,2	691,1
Отпуск «Население»	116,2	115,5	134,8	139,0	138,1
Отпуск «Прочие потребители, потери»	215,3	122,6	60,0	45,9	57,6
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1245,1	1311,3	1361,4	1612,2	1522,4
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1038,9	1092,0	1143,8	1382,6	1304,1
Отпуск «Население»	176,7	191,6	187,9	198,0	186,4
Отпуск «Прочие потребители, потери»	29,5	27,6	29,8	28,2	31,9
7. Котельные	10478,9	7098,1	6787,1	6542,3	6918,9
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	16861,9	12850,4	12107,2	12166,3	12225,7

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области представлен в таблице 2.29.

Таблица 2.29. Объем потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2015	2016	2017	2018	2019
АО «НАК «Азот»	1739,3	1734,0	1783,0	1801,0	1837,0
ОАО «Щекиноазот»	1038,9	1092,0	1143,8	1382,6	1304,1
ПАО «Косогорский металлургический завод»	793,1	746,4	680,0	696,2	691,1
ООО «Каргилл»	540,0	545,0	474,0	485,0	480,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	205,7	70,5	31,1	38,0	6,7
ПАО «Тулачермет»	284,1	296,7	343,4	294,1	333,6
АО «Тульский патронный завод»	212,0	222,0	205,0	219,0	127,9
АО АК «Туламашзавод»	54,0	53,7	47,9	51,9	45,4
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	37,4	38,5	37,5	39,6	33,1
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	34,0	41,1	39,5	42,7	43,4
АО «Полема»	19,0	21,5	20,4	22,3	13,5

2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2015-2019 годы

Экономика Тульской области имеет многоотраслевой характер и представлена предприятиями промышленности, транспорта, строительства и агропромышленным комплексом.

Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2015-2019 годы в соответствии с данными Туластата представлены в таблице 2.30.

Таблица 2.30. Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2015-2019 годы

Показатель*	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
1. Валовой региональный продукт	млрд руб.	477,5	518,7	556,8	636,1	654,7
2. Валовой региональный продукт (в сопоставимых ценах)	%	105,6	104,1	103,9	103,3	104,3

1	2	3	4	5	6	7
3. Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. тунт	9116,0	10976,9	10541,9	10824,9	сент. 2020**
4. Энергоемкость валового регионального продукта	кг усл.т./тыс. руб.	19,091	21,162	18,933	17,018	сент. 2020**
5. Общее потребление электроэнергии (по данным системного оператора)	млрд кВт·ч	9838	9965	9851	10023	10290
6. Потребление электроэнергии без учета расходов на бытовые нужды	млрд кВт·ч	8493	8533	8424	8603	8865
7. Электроемкость валового регионального продукта	кВт·ч/тыс. руб.	20,60	19,21	17,69	15,76	15,7
8. Численность населения (среднегодовая)	млн чел.	1,510	1,503	1,496	1,485	1,472
9. Потребление электроэнергии на душу населения	кВт·ч/чел.	6515	6631	6587	6748	6990
10. Валовой региональный продукт на душу населения	тыс. руб.	316,2	345,1	372,3	428,3	444,8
11. Численность занятых в экономике (среднегодовая)	млн чел.	0,7429	0,7315	0,7199	0,7151	июнь 2020**
12. Электровооруженность труда в экономике	кВт·ч на одного занятого в экономике	11432	11665	11701	12030	июнь 2020**

* Оценочные данные.

** Срок представления информации.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2019 году

Основным видом топлива электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация», а также ООО «Щекинская ГРЭС» является природный газ. Уголь Интинского месторождения и (или) мазут используются в качестве резервного топлива.

Основным и резервным видами топлива филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» является уголь

Кузнецкого бассейна марки ДГ («Г» или «Д» – резервное). Для растопки и подсветки факела используется мазут марки М-100.

Информация об обеспеченности резервными видами топлива предприятий генерации электрической и тепловой энергии Тульской области представлена в таблице 2.31.

Таблица 2.31. Обеспеченность резервными видами топлива предприятий генерации электрической и тепловой энергии Тульской области

Наименование предприятия генерации электрической и тепловой энергии	Вид основного топлива	Вид резервного топлива	Обеспеченность резервным топливом на 01.01.2020 (план/факт), т
Производственное подразделение «Новомосковская ГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	30352/55153
Производственное подразделение «Алексинская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	14728/19985
Производственное подразделение «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	мазут	8868/10741
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	уголь	уголь	70000/148444
ООО «Щекинская ГРЭС»	природный газ	мазут	11905/13158

Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2019 год указаны в таблице 2.32.

Таблица 2.32. Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2019 год

Наименование	Газ природный, тут	Газ доменный, тут	Газ сбросный, тут	Мазут, тут	Уголь, тут
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	897200	-	-	-	-
2. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО-Электрогенерация»	-	-	-	13293	523611
3. ООО «Щекинская ГРЭС»	69686	-	-	34	-

1	2	3	4	5	6
4. ПАО «Тулачермет»	224020	320323	-	-	-
5. ОАО «Щекиноазот»	437404	-	-	-	-
6. ПАО «Косогорский металлургический завод»	66870	89914	-	-	-
Итого	1695180	410237	-	13327	523611

2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2014-2018 годы

Топливо-энергетический баланс Тульской области подготовлен в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 600, с использованием официальной статистической информации, представленной Территориальным органом Федеральной службы государственной статистики по Тульской области. Баланс сформирован в единых энергетических единицах – тысячах тонн условного топлива.

Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов Тульской области за 2014–2018 годы приведено в таблице 2.33.

Таблица 2.33. Топливо-энергетический баланс Тульской области за период 2014-2018 годов, тыс. тут

Наименование показателя	№ строки баланса	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0	0
Ввоз	2	11802,6	11264,4	11465,8	11033,8	11371,4
Вывоз	3	-694,3	-160,7	-500,5	-503,5	-558,1
Изменение запасов	4	2,6	11,4	11,6	11,6	11,6
Потребление первичной энергии	5	11111,1	11115,2	10976,9	10541,9	10824,9
Статистическое расхождение	6	0,5	-0,5	-0,8	-3,0	-2,0
Производство электрической энергии	7	-1909,8	-1403,1	-556,0	-896,9	-907,2
Производство тепловой энергии	8	-747,3	-474,6	-1248,7	-270,5	-266,5
Теплоэлектростанции	8.1	-748,9	906,5	748,1	906,5	906,5
Котельные	8.2	-24,0	163,8	-707,4	2,3	2,3

1	2	3	4	5	6	7
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	0	0	0,0	0,0	0,0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери при передаче	11	-557,0	-367,1	-516,0	-482,3	-482,2
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	12066,2	12430,9	12477,3	12429,2	12757,1
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	167,6	162,0	192,1	190,7	200,3
Промышленность	14	5239,2	5239,0	4875,5	4719,7	4833,4
Производство и распределение эл. энергии, газа и воды	14.1	578,7	419,9	352,3	265,3	169,0
Добыча полезных ископаемых	14.2	39,5	34,8	62,1	64,2	86,6
Производство пищевых продуктов, включая напитки и табака	14.3	404,5	506,2	514,6	514,6	519,0
Текстильное и швейное производство	14.4	4,1	15,5	24,9	24,4	22,4
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	14.5	1,7	1,3	2,5	2,8	3,0
Обработка древесины и производство изделий из дерева	14.6	1,9	1,9	1,9	2,2	2,3
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	14.7	45,8	85,4	90,4	88,9	100,6
Химическое производство	14.8	1768,5	1563,2	1647,0	1633,2	1713,6
Производство резиновых и пластмассовых изделий	14.9	12,9	33,2	35,7	37,5	39,3
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	14.10	633,1	534,5	464,1	390,4	378,6
Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	14.11	1119,9	1124,5	1068,7	1068,7	1061,4

1	2	3	4	5	6	7
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	14.12	24,1	57,4	64,1	63,6	63,6
Производство транспортных средств и оборудования	14.13	22,5	15,0	22,1	22,1	22,1
Производство машин и оборудования	14.14	29,4	42,6	64,1	54,0	54,0
Прочая промышленность	14.15	13,5	5,2	5,3	51,1	140,6
Прочие виды	14.16	546,0	798,8	456,0	436,8	457,6
Строительство	15	59,5	48,6	48,7	48,6	51,4
Транспорт и связь	16	292,6	212,2	266,3	266,3	258,4
Железнодорожный	16.1	96,552	1,104	1,256	1,256	1,256
Трубопроводный	16.2	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
Автомобильный	16.3	5,276	3,845	3,845	3,845	5,067
Прочий	16.4	62,180	216,569	35,150	35,150	35,150
Сфера услуг	17	320,6	228,4	319,4	463,2	495,2
Население	18	2596,2	2838,0	2610,1	2575,4	2555,5
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	3390,5	3702,8	4165,3	4165,3	4362,9

3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2025 годы

3.1. Исходные данные и принятые допущения

Схема и программа выполнена для двух вариантов развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области и соответствующих им сценариев развития:

«Базовый» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы.

«Региональный» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы и дополненный предложениями субъектов электроэнергетики Тульской области.

При обосновании основных направлений развития электроэнергетики Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности учитывались:

статистические данные о фактическом потреблении электрической энергии;

данные о прогнозе максимальных и минимальных объемов потребления мощности;

данные о заявках на технологическое присоединение;

данные, представленные крупными энергоемкими потребителями электрической энергии, присоединенная мощность которых превышает 1 МВт;

информация, подтвержденная органами исполнительной власти Тульской области, об инвестиционных проектах, реализация которых планируется на территории Тульской области;

данные о максимальных объемах потребления мощности по узловым подстанциям, представленных сетевыми организациями.

При определении сценария развития региональной электроэнергетики по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020–2026 годы, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

При определении сценария развития региональной электроэнергетики по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с информацией, представленной генерирующими компаниями, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

При составлении расчетных схем учитывалось перспективное развитие (вводы и реконструкция электросетевых объектов) электрической сети, а также изменения в системообразующей сети ЕЭС России (в частности, энергосистемы Тульской области ОЭС Центра).

Перечень основных, вводимых и реконструируемых энергообъектов, учтённых в расчетных моделях по базовому прогнозу потребления электрической энергии и мощности, приведенный в таблице 3.1, составлен на основании следующих документов:

проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020–2026 годы;

утвержденные (согласованные) технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей Тульской области.

Таблица 3.1. Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше, учтённые в расчетных моделях по базовому прогнозу потребления электрической энергии и мощности

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Источник информации
1	2	3	4	5
1. ПС 220 кВ ООО ТК «Тульский»	строительство ПС 220 кВ ООО Тепличный комплекс «Тульский» трансформаторной мощностью 160 МВА и заходов к ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	220 кВ / 2х80 МВА 220 кВ / 2х0,5 км	2020	проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг. Технические условия от 13.03.2017 на ТП электроустановок ООО «ТК «Тульский»
2. ПС 220 кВ Арсенал	строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	220 кВ / 2х40 МВА	2020	проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг. Технические условия от 07.05.2019 на ТП электроустановок ОАО «РЖД»
3. ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	220 кВ / 2х3,5 км	2020	
4. ПС 220 кВ Северная	реконструкция ПС 220 кВ Северная с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформаторы мощностью 200 МВА без увеличения трансформаторной мощности	220 кВ / 2х200 МВА	2024	проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг.

1	2	3	4	5		
5.	ПС 220 кВ Химическая	реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	2024	проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг.	
6.	ПС 220 кВ Бегичево	реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВт до 296,5 МВА	220 кВ / 125 МВА	2022	проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг.	
7.	ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК	строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпаяк к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	110 кВ / 2х16 МВА 110 кВ / 2х0,23 км	2020	технические условия от 30.06.2017 на ТП энергопринима ющих устройств ООО «ГРАНД- ПАРК»	
8.	ПС 110 кВ Ненашево	реконструкция ПС 110 кВ Ненашево и строительство заходов ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2020		
9.	ПС 110 кВ Хрипково	реконструкция ПС 110 кВ Хрипково и ЛЭП 110 кВ Ненашево – Хрипково	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2020		
10.	ПС 110 кВ Заокская	реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково – Заокская	110 кВ / 16 км	2020		
11.	ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация	строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная	110 кВ / 2х100 МВА 110 кВ / 2х1 км	2024		технические условия от 10.07.2017 на ТП

1	2	3	4	5
развития государственно- частного партнерства»	корпорация развития государственно- частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно- частного партнерства»			энергоприни- мающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государствен- но-частного партнерства»
12. ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	110 кВ / 59 км	2024	
13. ПС 110 кВ Карбамид	реконструкция ПС 220 кВ Яснополянская (установка двух ячеек 110 кВ), строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	110 кВ / 2х60 МВА, 110 кВ / 3 км	2021	технические условия от 15.08.2017 на ТП энергоприни- мающих устройств ОАО «Щекино- азот»

Итоги участия генерирующих объектов электростанций Тульской области в конкурентном отборе мощности (КОМ) на период 2020-2025 годов, данные о генерирующих объектах, мощность которых поставляется в вынужденном режиме (МВР), а также об объектах, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ), приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Текущий статус генерирующих объектов Тульской области на период 2020-2025 годов

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	КОМ 2020 года	КОМ 2021 года	КОМ 2022 года	КОМ 2023 года	КОМ 2024 года	КОМ 2025 года
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	Блок 8	К-225-12,8-4P	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	Блок 9	К-225-12,8-4P	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-11	К-200-130	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-12	К-200-130	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-4	P-14-90/31	МВР	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-7	P-32-90/13	МВР	отказ от заполнения заявки	отобрана	не отобрана	не отобрана	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ГТ-8	PG9171E	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ПТ-9	SST PAC 600	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	ПР-12-90/15	МВР	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-3	Т-50-90/1,5	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ПГУ-1 ТГ-7	SST-400	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ПГУ-1 ТГ-5, ТГ-6	SGT-800 (5) SGT-800 (6)	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-4	ПР-25-90/10	не отобрана	не отобрана	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	-
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-5	ПР-25-90/10	МВР	МВР	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-6	ПТ-60-90/13	МВР	МВР	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-7	П-50-130/13	МВР	МВР	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана

В таблице 3.3 приведен график набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2020-2025 годы, учитываемый в региональном прогнозе потребления электрической мощности и энергии энергосистемы Тульской области.

Таблица 3.3. График набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2020-2025 годы

№ пп	Наименование промышленного парка (местоположение, площадь, основной резидент)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Группа 1. Крупные потребители							
1.1	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	100	150	150	150	150	150
1.2	ОАО «Щекиноазот»	40	40	40	40	40	40
1.3	Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	0	0	15	15	15	15
1.4	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	0	0	0	0	70	70
1.5	ОАО «РЖД»	20,695	20,695	20,695	20,695	20,695	20,695
1.6	ОАО «РЖД»	0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
1.7	ОАО «РЖД»	0	24,845	24,845	24,845	24,845	24,845
1.8	ОАО «РЖД»	0	22,635	22,635	22,635	22,635	22,635
1.9	Итого Группа 1, МВт	160,7	281,48	296,475	296,48	366,48	366,48
Группа 2. Промышленные парки							
2.1	Промышленный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая»	127,00	162,90	197,50	200,50	203,20	203,20
2.2	Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин»	2,85	6,38	6,56	6,92	84,79	115,12
2.3	Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»	9,3	18,9	53,3	102,7	139,0	139,2
2.4	Итого Группа 2, МВт	139,15	188,13	257,31	310,11	426,98	457,51
Группа 3. Потребители Заокского района							
3.1	Итого Группа 3, МВт	22,1	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
Группа 4. Объекты нового жилищного строительства							
4.1	Итого Группа 4, МВт	6,6	15,3	23,6	63,5	65,1	91,5
	Итого по Группам 1-4, МВт	328,5	521,2	613,7	706,4	894,8	951,8

3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2020-2025 годы

Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность соответствует прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы. По базовому варианту прогнозного спроса потребление электроэнергии по энергосистеме Тульской области к 2025 году оценивается на уровне 12,265 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 3,0%. Прирост электропотребления в 2025 году относительно 2019 года может составить 19,2%.

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2020-2025 годы, %
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,290	10,724	11,250	11,681	11,771	12,246	12,265	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-	4,2	4,9	3,8	0,8	4,0	0,2	3,0

Рост электропотребления обусловлен как реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, так и увеличением заявок новых потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Тульский	585	606	625	633	633	633
Заокский	99	101	104	106	107	107

1	2	3	4	5	6	7
Суворовский	108	108	108	108	110	120
Люторици и Бегичево	167	167	167	167	168	168
Щекинский	253	317	343	347	382	382
Новомосковский	371	393	423	425	444	444
Ефремовский	86	86	91	91	99	100
Общее потребление (собственный максимум)	1670	1778	1862	1877	1943	1953
Среднегодовой темп прироста, %	7,9	6,5	4,7	0,8	3,5	0,5

Анализ исходных данных по заявкам на технологическое присоединение наиболее крупных потребителей показал, что наибольший объем заявленной мощности приходится на Щекинский энергорайон. Суммарный прирост нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2025 году относительно 2019 года составит 405 МВт из них:

- 1) ООО «Тепличный комплекс «Тульский» - 150 МВт;
- 2) ООО «Тулачермет-сталь» - 70 МВт;
- 3) ПАО «Тулачермет» - 30 МВт;
- 4) АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» - 70 МВт;
- 5) ОАО «Щекиноазот» - 40 МВт и 15 МВт;
- 6) ОАО «РЖД» - 20,7 МВт.

Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2020-2025 годы, %
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,858	11,994	12,758	13,149	13,951	14,204	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	5,5	10,5	6,4	3,1	6,1	1,8	5,6

Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2025 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Тульский	588	613	632	653	656	665
Заокский	114	117	120	122	170	171
Суворовский	108	108	108	108	109	134
Люторичи и Бегичево	167	196	195	195	195	196
Щекинский	253	326	351	357	387	387
Новомосковский	398	444	496	499	518	522
Ефремовский	91	97	120	149	175	175
Общее потребление (собственный максимум)	1720	1900	2021	2083	2210	2250
Среднегодовой темп прироста, %	11,1	10,5	6,4	3,1	6,1	1,8

Анализ исходных данных по заявкам на технологическое присоединение наиболее крупных потребителей показал, что наибольший объем заявленной мощности приходится на Щекинский энергорайон. Суммарный прирост нагрузки по региональному прогнозу в энергосистеме Тульской области к 2025 году относительно 2019 года составит около 702 МВт.

3.2.1. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей

На суммарный объем потребляемой мощности в энергосистеме Тульской области оказывают влияние крупные предприятия региона, перечень которых приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8. Мощность нагрузки крупных потребителей в энергосистеме Тульской области

Наименование потребителя	Максимум потребления, МВт					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	137,0	138,0	138,0	138,0	137,0	137,0

1	2	3	4	5	6	7
АО «Тулатеплосеть»	89,6	89,6	89,5	89,4	89,4	89,3
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	57,6	60,0	61,0	64,0	65,0	68,0
АО «Пластик»	56,6	63,6	63,6	63,6	63,6	63,6
АО АК «Туламашзавод»	58,2	60,0	60,0	60,6	61,0	61,0
АО «Тульский патронный завод»	25,0	30,0	32,0	32,0	33,0	33,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	44,0	44,0	44,0	44,0	45,0	45,0
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	31,3	36,8	38,1	10,1	40,1	40,1
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	210,0	350,0	500,0	500,0	500,0	500,0

При формировании прогноза потребления учитывались такие основные факторы, как рост спроса на электрическую энергию населением области, реализация инвестиционных проектов во всех отраслях экономики, а также строительство жилых и общественных зданий.

3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области на период до 2025 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.10.

Таблица 3.10. Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности на 2020-2025 годы

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1612,1	1612,1	1587,1	1555,1	1555,1	1555,1
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0
Ефремовская ТЭЦ	135	135	110	110	110	110
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	233,65	201,65	201,65	201,65

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1670,0	1778,0	1862,0	1877,0	1943,0	1953,0
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	6,481	6,777	6,917	7,237	7,134	7,680
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,724	11,250	11,681	11,771	12,246	12,265
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч	4,243	4,473	4,764	4,534	5,112	4,585
Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1594,1	1594,1	1507,1	1507,1	1507,1	1507,1
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	430
Алексинская ТЭЦ	157,0	157,0	116,0	116,0	116,0	116,0
Ефремовская ТЭЦ	117	117	117	117	117	117
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65	187,65
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	133,5	133,5	133,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1693,0	1852,0	1970,0	2036,0	2163,0	2190,0
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	6,355	6,648	6,508	6,47	6,433	6,433
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,694	11,697	12,436	12,853	13,673	13,818
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч	4,342	5,051	5,93	6,385	7,242	7,387

Сведения о производстве электрической энергии по данным генерирующих компаний Тульской области на период до 2025 года, учтенные в рамках регионального прогнозного баланса мощности энергосистемы Тульской области на период до 2025 года, представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11. Производство электрической энергии на 2020-2025 годы по данным генерирующих компаний Тульской области, млн кВт·ч

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего:	2,159	2,335	2,235	2,235	2,235	2,235
1.1. Ефремовская ТЭЦ	0,205	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
1.2. Алексинская ТЭЦ существующая часть	0,078	0,054	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3. Алексинская ТЭЦ (ПГУ-115)	0,864	0,818	0,781	0,781	0,781	0,781
1.4. Новомосковская ГРЭС существующая часть	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.5. Новомосковская ГРЭС (ПГУ-190)	1,012	1,248	1,238	1,238	1,238	1,238
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
3. Филиал АО «Интер РАО Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»:	1,980	1,941	1,902	1,864	1,827	1,827
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	0,555	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
6. Электростанции ОАО «Щекиноазот», всего:	0,593	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594
6.1. Первомайская ТЭЦ	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
6.2. ТЭЦ Ефремовского филиала	0,047	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Итого производство электрической энергии	6,355	6,648	6,508	6,47	6,433	6,433

3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы

С целью выявления возможности возникновения токовых перегрузок элементов сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в энергосистеме Тульской области выполнены серии расчетов установившихся режимов, возникающих после аварийных отключений элементов сети, как при нормальной конфигурации сети, так и в ремонтных схемах. Для перспективных этапов 2020–2025 годов проведён анализ параметров послеаварийных режимов и сделана оценка их допустимости.

Расчеты электрических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области для нормальной и ремонтных схем, а также послеаварийных режимов в указанных схемах проводились с учетом нормативных возмущений в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, для режима зимних максимальных и зимних минимальных нагрузок рабочего дня, режима летних максимальных нагрузок

рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня на пятилетний период для каждого года и сценариев развития региональной электроэнергетики, соответствующих базовому и региональному прогнозам потребления электроэнергии и мощности.

На основании расчетов электроэнергетических режимов на 2020-2025 года для базового и регионального прогнозов сделаны выводы о мероприятиях, необходимых к реализации для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

В расчётных схемах на этапе 2020–2025 годов для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности, принят состав генерирующего оборудования электростанций Тульской области, представленный в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Загрузка генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, принятая при расчетах режимов для базового прогноза

Параметр	2020-2021		2022		2023-2025	
	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП
1	2	3	4	5	6	7
Алексинская ТЭЦ						
Установленная мощность	156,989	156,989	156,989	156,989	156,989	156,989
Ограничения всего	6	3	6	3	6	3
Располагаемая мощность, в т.ч.	150,989	153,989	150,989	153,989	150,989	153,989
ТГ-2	6	12	6	12	6	12
ТГ-3	29	26	29	26	29	26
ПГУ-1	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989
Новомосковская ГРЭС						
Установленная мощность	233,65	233,65	233,65	233,65	201,65	201,65
Ограничения всего	46	20	46	20	14	4
Располагаемая мощность, в т.ч.	187,65	213,65	187,65	213,65	187,65	197,65
ТГ-4	0	10	0	10	0	10
ТГ-7	0	16	0	16	-	-
ПГУ-190	187,65	187,65	187,65	187,65	187,65	187,65
Щекинская ГРЭС						
Установленная мощность	400	400	400	400	400	400
Ограничения всего	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность, в т.ч.	400	400	400	400	400	400

1	2	3	4	5	6	7
Блок 1	200	200	200	200	200	200
Блок 2	200	200	200	200	200	200
Ефремовская ТЭЦ						
Установленная мощность	135	135	110	110	110	110
Ограничения всего	66	52,8	41	39,1	41	39,1
Располагаемая мощность, в т.ч.	69	82,2	69	70,9	69	70,9
ТГ-4	-	-	-	-	-	-
ТГ-5	0	11,3	-	-	-	-
ТГ-6	60	60	60	60	60	60
ТГ-7	9	10,9	9	10,9	9	10,9
Черепетская ГРЭС						
Установленная мощность	450	450	450	450	450	450
Ограничения всего	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность, в т.ч.	450	450	450	450	450	450
Блок 8	225	225	225	225	225	225
Блок 9	225	225	225	225	225	225
Первомайская ТЭЦ						
Установленная мощность	105	105	105	105	105	105
Ограничения всего	59,2	16,2	59,2	16,2	59,2	16,2
Располагаемая мощность, в т.ч.	45,8	88,8	45,8	88,8	45,8	88,8
ТГ-1	12,7	23,8	12,7	23,8	12,7	23,8
ТГ-2	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
ТГ-3	18,1	25,0	18,1	25,0	18,1	25,0
ТГ-4	0	0	0	0	0	0
ТГ-5	0	25,0	0	25,0	0	25,0
Электростанции промышленных предприятий						
Установленная мощность, в т.ч.	131,5	131,5	131,5	131,5	131,5	131,5
ТЭЦ ПВС ТЧМ	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ ПВС КМЗ	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ТЭЦ ЕХЗ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Ограничения всего, в т.ч.	42,5	35,7	42,5	35,7	42,5	35,7
ТЭЦ ПВС ТЧМ	34,0	27,7	34,0	27,7	34,0	27,7
ТЭЦ ПВС КМЗ	8,5	8,0	8,5	8,0	8,5	8,0
ТЭЦ ЕХЗ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность, в т.ч.	89,0	95,8	89,0	95,8	89,0	95,8
ТЭЦ ПВС ТЧМ, в т.ч.	67,5	73,8	67,5	73,8	67,5	73,8

1	2	3	4	5	6	7
ТГ-2	24,2	23,1	24,2	23,1	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6	2,5	4,6	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7	37,4	42,7	37,4	42,7
ТЭЦ ПВС КМЗ, в т.ч.	15,5	16,0	15,5	16,0	15,5	16,0
ТГ-1	7,5	8,0	7,5	8,0	7,5	8,0
ТГ-2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
ТЭЦ ЕХЗ, в т.ч.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ТГ-1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Тульская область						
Установленная мощность	1612,139	1612,139	1587,139	1587,139	1555,139	1555,139
Ограничения всего	219,7	127,7	194,7	114,0	162,7	98,0
Располагаемая мощность	1392,439	1484,439	1392,439	1473,139	1392,439	1457,139

В расчётных схемах на этапе 2020–2025 годов для регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности, принят состав генерирующего оборудования электростанций Тульской области, представленный в таблице 3.13.

Таблица 3.13. Загрузка генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, принятая при расчетах режимов для регионального прогноза

Описание	2020-2021		2022		2023-2025	
	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП
1	2	3	4	5	6	7
Алексинская ТЭЦ						
Установленная мощность	156,989	156,989	115,989	115,989	115,989	115,989
Ограничения всего	6	3	-	-	-	-
Располагаемая мощность, в т.ч.	150,989	153,989	115,989	115,989	115,989	115,989
ТГ-2	6	12	-	-	-	-
ТГ-3	29	26	-	-	-	-
ПГУ-1	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989
Новомосковская ГРЭС						
Установленная мощность	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65	187,65
Ограничения всего	46	20	-	-	-	-
Располагаемая мощность, в т.ч.	187,65	213,65	187,65	187,65	187,65	187,65

1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ ПВС КМЗ	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
ТЭЦ ЕХЗ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Ограничения всего, в т.ч.	42,5	35,7	42,5	35,7	42,5	35,7
ТЭЦ ПВС ТЧМ	34,0	27,7	34,0	27,7	34,0	27,7
ТЭЦ ПВС КМЗ	8,5	8,0	8,5	8,0	8,5	8,0
ТЭЦ ЕХЗ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность, в т.ч.	89,0	95,8	89,0	95,8	89,0	95,8
ТЭЦ ПВС ТЧМ, в т.ч.	67,5	73,8	67,5	73,8	67,5	73,8
ТГ-2	24,2	23,1	24,2	23,1	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6	2,5	4,6	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7	37,4	42,7	37,4	42,7
ТЭЦ ПВС КМЗ, в т.ч.	15,5	16,0	15,5	16,0	15,5	16,0
ТГ-1	7,5	8,0	7,5	8,0	7,5	8,0
ТГ-2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
ТЭЦ ЕХЗ, в т.ч.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ТГ-1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Тульская область						
Установленная мощность	1594,1	1594,1	1507,1	1507,1	1507,1	1507,1

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок и в режимах летних максимальных/минимальных нагрузок 2020-2025 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено. Уровни напряжения в сети 110-220 кВ во всех рассматриваемых режимах находятся в диапазоне допустимых значений.

Необходимо отметить, что по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2020-2025 годов для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок и в режимах летних максимальных нагрузок 2020-2025 годов выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 112% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 2) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая (токовая загрузка составляет 109% от длительно допустимого тока (825 А));
- 3) ВЛ 110 кВ Ушаково-Люторичи (токовая загрузка составляет 118% от длительно допустимого тока (380 А));
- 4) ВЛ 110 кВ Ушаково-Бегичево (токовая загрузка составляет 116% от длительно допустимого тока (380 А));
- 5) АТ-1 ПС 220 кВ Северная (токовая загрузка составляет 123% от номинального тока (503 А));
- 6) АТ-2 ПС 220 кВ Северная (токовая загрузка составляет 125% от номинального тока (503 А));
- 7) АТ-3 ПС 220 кВ Северная (токовая загрузка составляет 118% от номинального тока (503 А)).

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности приведен в таблице 3.14.

Таблица 3.14. Анализ перегрузок электрической сети энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	-	101	109	112
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	103	109	111
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	100	107	109
	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Люторичи	-	-	-	-	105	108
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	105	108
	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Бегичево	-	-	-	-	105	107
	Нормальная	-	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	-	-	-	-	104	106
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая	-	-	-	-	104	106
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	-	-	-	-	103	105

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская	-	-	-	-	102	105	
	Нормальная	-	1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	-	102	105	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС-Тула	-	-	-	-	101	103	
Летний максимум нагрузок										
3.	МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	102	104
		Ремонтная		АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	-	-	-	-	102	102
4.	ВЛ 110 кВ Ушаково- Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	104	116	118
		Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	104	107
		Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	105	106
5.	ВЛ 110 кВ Ушаково- Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	102	113	116
		Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	101	104
		Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	102	103
6.	АТ-1 ПС 220 кВ Северная*	Ремонтная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	115/ 120	118/ 124	122/ 104	123/ 105

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
7. АТ-2 ПС 220 кВ Северная*	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	116/ 121	119/ 125	124/ 106	125/ 106
8. АТ-3 ПС 220 кВ Северная*	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	-	-	110/ 94	113/ 96	117/ 100	118/ 100
9. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Арсенал	-	-	-	102	107	109
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал	-	-	-	101	105	107
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	101	105	107
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	-	-	-	-	104	105
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая	-	-	-	-	101	102
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Арсенал	-	-	-	-	101	102

* Величина токовой загрузки для АТ определена от значения номинальной мощности трансформатора/значения длительно допустимой мощности трансформатора.

Величина длительно допустимой токовой нагрузки трансформаторного оборудования определена в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2025 года

В данном разделе проведён анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области с описанием энергорайонов на территории энергосистемы Тульской области, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов за область допустимых значений.

3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

Ефремовский энергорайон связан с энергосистемой Тульской области по одной ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда и трем транзитным, а именно ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей, ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк.

Возможности развития энергорайона зависят от пропускной способности сети 110 кВ и уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Установленная электрическая мощность Ефремовской ТЭЦ на 01.01.2020 составляет 160 МВт.

Наиболее тяжелым нормативным возмущением для Ефремовского энергоузла является аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Звезда в режиме зимнего максимума нагрузки 2025 года.

При анализе установившихся режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области показал, что загрузка ЛЭП, питающих Ефремовский энергорайон, помимо нагрузки потребителей также определяется загрузкой по активной генерации Ефремовской ТЭЦ.

Тульский энергорайон

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2x250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2x200 МВА), ПС 220 кВ Металлургическая (2x125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2025 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

В соответствии с утвержденными техническими условиями помимо жилищного строительства планируется увеличение нагрузки крупного промышленного потребителя ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт).

ПС 220 кВ Металлургическая расположена в Ленинском районе (д. Большая Еловая). Автотрансформаторы: АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН 125000/220/110/10 введены в эксплуатацию в 1981 году и в 1982 году соответственно.

В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители. Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь 1, 2) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2020 года. ПАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с инвестиционной программой планирует до 2021 года выполнить техническое перевооружение ПС 220 кВ Металлургическая.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Щекинский и Новомосковский энергорайоны

Щекинский энергорайон расположен в центре Тульской области, южнее г. Тула.

Источниками генерации Щекинского энергорайона являются Щекинская ГРЭС (400 МВт), Первомайская ТЭЦ (105 МВт). Центром питания 220 кВ является ПС 220 кВ Яснополянская.

Основной потребитель, осуществляющий свою деятельность на территории Щекинского энергорайона - ОАО «Щёкиноазот», который является коммерческой компанией, представляющей интересы крупных химических предприятий России, специализирующихся на производстве продуктов основной промышленной химии, инженерных пластиков, синтетических нитей, специальных продуктов в области химии – для нефте- и газодобычи, транспортировки и переработки, автомобилестроения, электронной, фармацевтической, агрохимической, целлюлозно-бумажной промышленности, водоочистки, изготовления: текстиля, строительных материалов, индустриальных и потребительских продуктов.

В настоящее время центрами питания крупных промышленных потребителей в Новомосковском энергорайоне являются ПС 220 кВ Химическая и ПС 220 кВ Северная. Наиболее крупным потребителем в Новомосковском энергорайоне является АО «НАК Азот».

Были проведены расчеты установившихся электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Щекинском и Новомосковском энергорайонах энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на период 2020-2025 годов. Расчеты выполнены для нормальной и ремонтных схем с учетом нормативных возмущений для режимов зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок.

При анализе установившихся режимов Щекинского и Новомосковского энергорайонов энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ электроэнергетических режимов по базовому прогнозу на период 2020-2025 годов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся техническим условиям на технологическое присоединение, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

Заокский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Заокского энергорайона осуществляется от Алексинской ТЭЦ (энергосистема Тульской области) по

ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками, от ПС 220 кВ Шипово (энергосистема Тульской области) по ВЛ 110 кВ Шипово – Глебово 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Шипово – Глебово 2 с отпайкой на ПС Крушма, от ПС 220 кВ Протон (энергосистема Калужской области) по ВЛ 110 кВ Протон – Космос и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево.

По данным филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», на 01.01.2020 на Алексинской ТЭЦ в работе находятся: ТГ-2 – 12 МВт, ТГ-3 – 29 МВт, ТГ-5 – 45,8 МВт, ТГ-6 – 46,7 МВт, ТГ-7 – 23,5 МВт.

На ПС 220 кВ Шипово установлен один АТ 220/110/10 кВ (АТ-2) мощностью 125 МВА, введенный в эксплуатацию в 1989 году.

Максимальная загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово за зимний замерный день (18.12.2019) составляла 42,2 МВА (34%), за летний замерный день (19.06.2019) – 56,9 МВА (46%).

На ПС 220 кВ Протон установлены АТ-1,2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, введенные в эксплуатацию в 1998 году.

В таблице 3.15 приведена загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2014-2018 годы.

Таблица 3.15. Загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2014-2018 годы

Контрольный день замера		Величина загрузки АТ-1 на ПС 220 кВ Протон				Величина загрузки АТ-2 на ПС 220 кВ Протон			
		S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Лето максимум	18.06.2014	17,9	17,7	2,5	14	17,9	17,7	2,5	14
	17.06.2015	56,2	55,7	7,7	45	отключен			
	15.06.2016	18,6	17,6	6,2	15	18,6	17,6	6,2	15
	21.06.2017	39,4	38,8	6,6	31	36,7	36,1	6,8	29
	20.06.2018	17,6	17	4,5	14	17,6	17	4,5	14
Зима максимум	17.12.2014	19,3	19,2	1,7	15	19,3	19,2	1,7	15
	16.12.2015	29,7	29,6	2,6	24	29,7	29,6	2,6	24
	21.12.2016	25,6	25,4	3,2	20	25,6	25,4	3,2	20
	20.12.2017	32,3	32,0	4,6	26	31,9	31,5	5,0	26
	19.12.2018	41,1	40,8	5,4	33	40,7	40,3	5,4	33

Анализ данных таблицы 3.14 показал, что загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в режимные дни зимних и летних замеров составляла не более 35% от установленной мощности АТ.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Заокскому району на 2020-2025 годы для базового

варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.16.

Таблица 3.16. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением Заокского энергорайона. Базовый прогноз

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1670	1778	1862	1877	1943	1953
Потребление мощности Заокского энергорайона, МВт	99	101	104	106	107	107
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд. кВт·ч	10,724	11,250	11,681	11,771	12,246	12,265

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений были выполнены расчеты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений.

В расчётах принята загрузка Алексинской ТЭЦ в соответствии с данными таблицы 3.17.

Таблица 3.17. Нагрузка Алексинской ТЭЦ, МВт

Номер блока	2020-2021		2022		2023-2025	
	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП
ТГ-2	6	12	6	12	6	12
ТГ-3	29	26	29	26	29	26
ПГУ-1	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989	115,989
Всего:	150,989	153,989	150,989	153,989	150,989	153,989

Суммарные сведения об объемах технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в соответствии с реализованными и действующими договорами на технологическое присоединение (ДТП) максимальной мощностью 5 МВт и менее в Заокском энергорайоне представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18. Объем нагрузки на технологическое присоединение и резервы мощности в Заокском энергорайоне, МВт

Наименование подстанции	Установленная мощность Т-1/Т-2, МВА	Длительно допустимая мощность на 01.01.2020 зимой, МВА	Длительно допустимая мощность на 01.01.2020 летом, МВА	Действующие ДТП на 01.01.2020, МВт	Максимальная нагрузка за замер*, МВА
ПС 110 кВ Заокская	16/16	18,8/20,0	15,3/18,8	11,13	23,43
ПС 110 кВ Яковлево	10/10	11,8/11,8	9,6/9,6	7,30	5,30
ПС 110 кВ Средняя	16/10	20,0/12,5	18,8/11,8	0,66	11,77
ПС 35 кВ Ненашево	4/10	4,7/11,75	3,8/9,6	2,11	4,19
ПС 35 кВ Хрипково	2,5/2,5	2,9/2,9	2,4/2,4	1,89	2,19

* Максимальная нагрузка ПС за последние три зимних замерных дня (2017-2019).

Анализ представленных данных по состоянию на 01.01.2020 выявил загрузку трансформаторов, превышающих длительно допустимые значения в послеаварийных и ремонтных схемах на ПС 110 кВ Заокская (в зимний и летний периоды) и ПС 110 кВ Средняя (в летний период). На данных подстанциях ввиду отсутствия возможности перераспределения нагрузки по сети 6-35 кВ рекомендуется проведение реконструкции с целью увеличения трансформаторной мощности. На ПС 110 кВ Средняя рекомендуется замена Т-2 с 10 МВА на 16 МВА.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Заокская при $K_p=1$ (коэффициент реализации ТУ на ТП) составляет порядка 35,43 МВА; при коэффициенте реализации, соответствующему приказу Минэнерго России от 06.05.2014 №250 – 32,42 МВА, в связи с чем рекомендуется установка на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2x40 МВА.

Также необходимо отметить, что в настоящий момент максимальная разрешенная мощность энергопринимающих устройств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в точке присоединения от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево составляет 6,865 МВт.

В рамках процедуры технологического присоединения ООО «ГРАНД-ПАРК» предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции сети 35-110 кВ Заокского энергорайона:

1) строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК (2x16 МВА) и отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево (2x0,23 км);

- 2) реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ;
- 3) строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево (2х10,5 км) с образованием ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево;
- 4) реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ;
- 5) реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на 110 кВ (17 км);
- 6) реконструкция ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на 110 кВ (16 км);
- 7) реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково.

Сроки реализации вышеуказанных мероприятий могут корректироваться с учётом исполнения мероприятий, определенных в технических условиях на технологическое присоединение, условий договора об осуществлении технологического присоединения, а также с учётом результатов разработки проектной документации и динамики реального прироста нагрузки потребителей в Заокском энергорайоне.

Участок схемы электрической сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реализации ТП ООО «ГРАНД-ПАРК» представлен на рисунке 3.1.

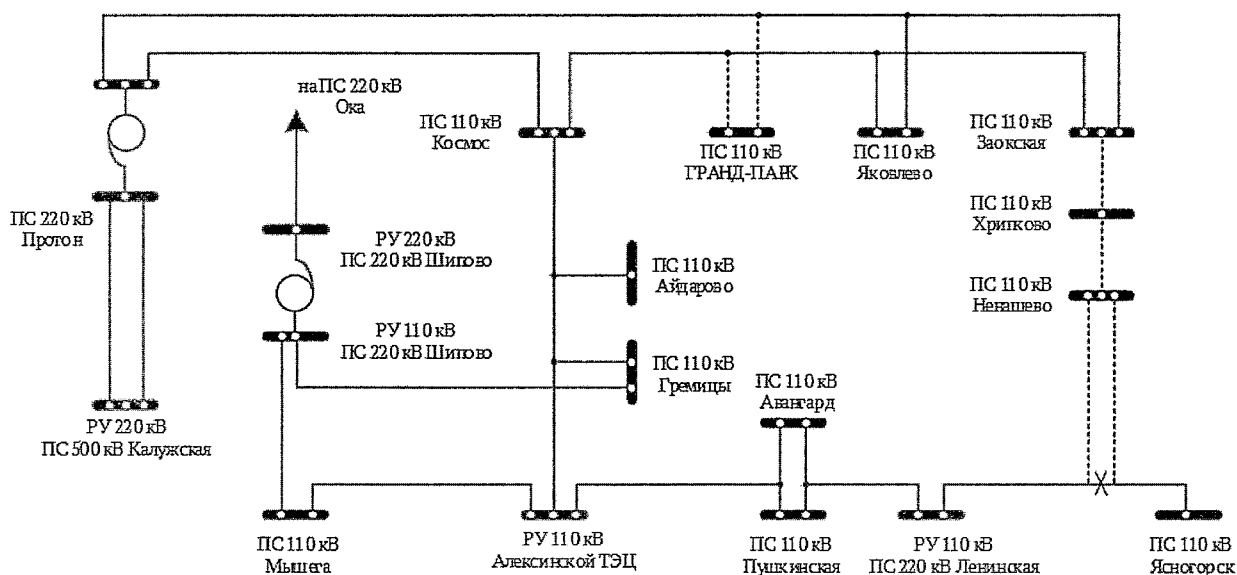


Рисунок 3.1. Участок сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции

При анализе установившихся режимов Заокского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ.

в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

В энергорайоне выявлено фактическое превышение допустимых значений загрузки центров питания 110 кВ, а именно ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя. Рекомендуются реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности.

Суворовский энергорайон

На территории Суворовского энергорайона Тульской области расположены два монопрофильных муниципальных образования (моногорода): города Белев и Суворов.

Особую роль в обеспечении реализации государственных программ Тульской области, направленных на привлечение инвесторов в моногорода Суворов и Белев, играет наличие возможностей технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей и обеспечения надежности их электроснабжения.

В связи с выводом из эксплуатации ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС в Суворовском энергорайоне в настоящее время отсутствует центр питания 220 кВ. При этом образован протяженный транзит по сети 110 кВ из Калужской энергосистемы в Щекинский энергорайон энергосистемы Тульской области. В случае потери электрической связи 110 кВ со стороны энергосистемы Калужской области, единственным центром электроснабжения потребителей Суворовского энергорайона является Первомайская ТЭЦ (Щекинский энергорайон), которая связана с Суворовским энергорайоном протяженным транзитом 110 кВ.

В настоящее время выданы технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» с максимальной мощностью 70 МВт (ТУ от 10.07.2017). В соответствии с данными техническими условиями должны быть выполнены следующие мероприятия:

1) строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ВЛ 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»;

2) строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово.

Сооружение ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Суворовского энергорайона и

обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей.

Учитывая объемы предполагаемого электросетевого строительства (по данным филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»), сроки сооружения ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово длиной 59 км составят 2021-2024 годы.

При анализе установившихся режимов Суворовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Участок схемы электрической сети 110 кВ Суворовского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.2.

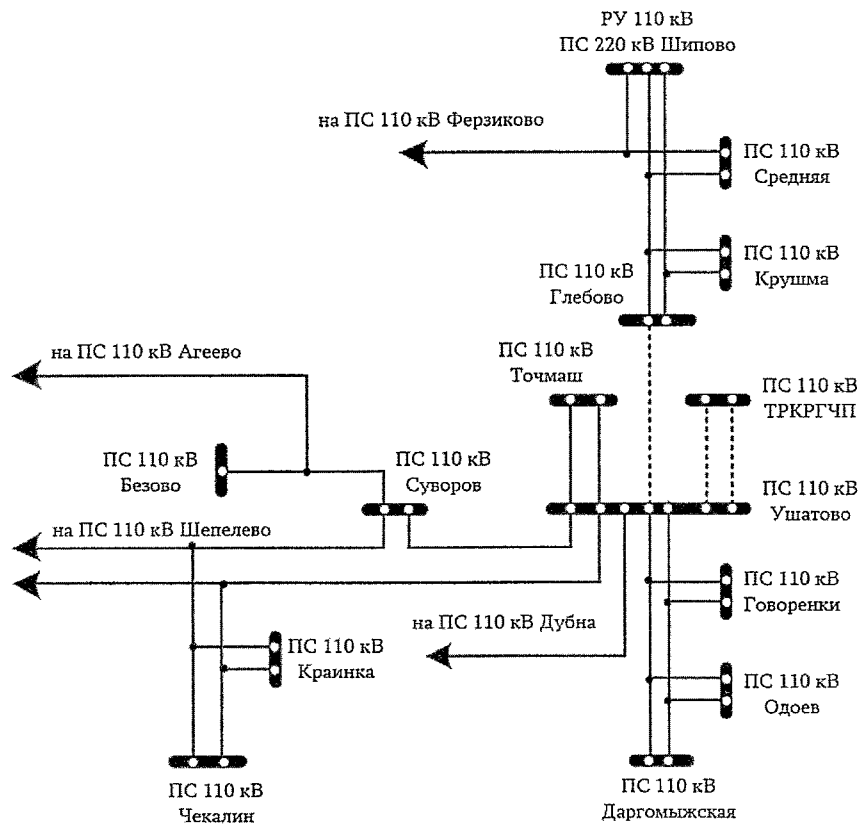


Рисунок 3.2. Участок сети 110 кВ Суворовского энергорайона после реконструкции

Энергорайон Люторичи и Бегичево

В настоящее время энергорайон Люторичи и Бегичево включает в себя два центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Люторичи (1х125 МВА) и ПС 220 кВ Бегичево (2х120 МВА).

Загрузка автотрансформатора АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 35%, за 19.06.2019 – 28%.

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево в режимный день контрольного замера за 18.12.2019 составляет 29% и 20% соответственно, за 19.06.2019 – 35% и 35% соответственно.

Анализ представленных данных по загрузке центров питания 110 кВ энергорайона Люторичи и Бегичево по состоянию на 01.01.2020 не выявил необходимость в их реконструкции ввиду достаточной пропускной способности.

В соответствии с утвержденными техническими условиями ввод крупных потребителей в энергорайоне Люторичи и Бегичево не предполагается. В базовом прогнозе прирост мощности потребления в период 2020-2025 составляет 1 МВт.

При анализе установившихся режимов энергорайона Люторичи и Бегичево энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений

Мероприятия по реконструкции центров питания, характеризующихся текущим или планируемым дефицитом пропускной способности

По состоянию на 01.01.2020 на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя выявлено фактическое превышение допустимых значений загрузки центров питания 110 кВ. Данные объекты рекомендуются для включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» как объекты первой очереди.

На ПС 110 кВ Заокская установлены два трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2017-2019 годов, составляет 23,43 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2020 составляет 11,13 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность

трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. На ПС 110 кВ Заокская рекомендуется установка трансформаторов мощностью 2x40 МВА.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2017-2019 годов, составила 12,32 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2020 составляет 0,66 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА.

Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов,
имеющих значительный физический износ

В соответствии с анализом параметров линий электропередачи 110 кВ и выше, подстанционного оборудования энергосистемы Тульской области, включая длительно и аварийно допустимые токовые загрузки, длину, марку провода, срок эксплуатации и дату последней капитальной реконструкции (ремонта), а также иных характеристик рекомендуется проведение реконструкции следующих объектов электросетевого хозяйства:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск.

ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск обеспечивает электроснабжение потребителей Ясногорского района Тульской области, в том числе социально значимых объектов. ВЛ 110 кВ Пятницкая-Ясногорск после реконструкции в эксплуатации с 1996 года. Коэффициент дефектности опор (КДО) составляет 35%, коэффициент дефективности провода (КДП) – 40%. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск составляет 48,89%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима ее реконструкция с заменой опор и провода (без увеличения сечения) с целью выполнения требований «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 800 кВ (РД 34.20.504-94)»;

2) реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (вторая очередь).

ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево находятся в эксплуатации с 1957 года и обеспечивают транзит 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск – Мценск. От данного транзита

питается значительное число ответственных потребителей, в том числе тяговые подстанции ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Плавск, ПС 110 кВ Лазарево, ПС 110 кВ Скуратово). Линия выполнена в двухцепном исполнении и имеет неудовлетворительное техническое состояние, вызванное повреждением стального сердечника при плавке гололеда в 1966, 1969, 1973 годах, большим количеством ремонтных соединений. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка составляет 28,91% и ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка составляет 32,67%. Для данных ВЛ КДО составляет 39%, КДП – 73%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94. Необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

3) реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей находятся в эксплуатации с 1960 года. На линии имели место случаи разрушения железобетонных опор с их падением в 1990 и 1997 годах. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками составляет 96,07% и для ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей составляет 46,05%. Для данных ВЛ КДО составляет 60%, КДП – 65%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют требованиям РД34.20.504-94, чем определена необходимость замены опор и провода (без увеличения сечения);

4) реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская.

ВЛ 110 кВ Труново – Советская введена в эксплуатацию в 1956 году с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей Киреевского, Щекинского районов и для обеспечения транзита 110 кВ между Щекинской ГРЭС и ПС 220 кВ Бегичево. Значительный износ деревянных опор, на которых выполнена ВЛ 110 кВ Труново – Советская, и линейной арматуры приводит к частым отключениям. КДО составляет 85%, КДП – 80%. Техническое состояние ВЛ 110 кВ не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Труново – Советская составляет 89,9%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

5) реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная. Бухгалтерский износ ВЛ

110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками составляет 94,5%, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками составляет 91%, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная составляет 91%. Для данных ВЛ КДО составляет 70%, КДП – 80%.

Вышеуказанные ВЛ 110 кВ не отвечают существующим требованиям и нормам. Для улучшения технического состояния ВЛ требуется замена опор, провода (без увеличения сечения) и замена изоляторов на участке Ратово – Ленинская;

б) реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками введена в эксплуатацию в 1957 году и связывает энергосистему Орловской области с Щекинским энергорайоном энергосистемы Тульской области. Реконструкция этой линии электропередачи предусмотрена с целью приведения ее к требованиям действующих нормативно-технических документов и повышения надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса. КДО составляет 85%, КДП – 80%. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками составляет 100,0%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения) с целью выполнения требований «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 800 кВ (РД 34.20.504-94)».

Заключение по разделу 3.5.1

На основании проведенного в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2020-2025 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2025 году составляет 405 МВт по отношению к факту 2019 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон;

2) за последние 5 лет (2015-2019) выведено из эксплуатации 1375 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). В период 2020-2025 годов предполагается к выводу 82 МВт установленной генерирующей мощности;

3) с целью поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП необходимо обеспечить готовность к несению

нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

4) отмечен существенный срок эксплуатации и износ магистрального сетевого комплекса в условиях сокращающейся внутренней генерации на электростанциях региона;

5) отмечено превышение длительно допустимой загрузки трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя;

6) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), исключения неудовлетворительного технического состояния объектов, а также для обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Тульской области на 2020-2025 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.20).

3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

В настоящее время Ефремовский район относится к территориям опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР «Ефремов»). В связи с этим в рамках регионального прогноза в Ефремовском энергорайоне предполагается ввод нового крупного потребителя (ТОСЭР «Ефремов») мощностью потребления 139 МВт.

По данным ОАО «РЖД» также предполагается сооружение тяговой подстанции в Воловском районе мощностью нагрузки 23,3 МВт и сооружение тяговой подстанции в Ефремовском районе максимальной мощностью нагрузки 24,8 МВт. Мероприятия по подключению к сети указанных объектов должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения. Указанные центры питания относятся к Ефремовскому району по административному признаку, при этом в состав Ефремовского энергорайона не входят.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений были выполнены расчеты

установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений. Мощность нагрузки новых потребителей при исследовании электроэнергетических режимов принята с коэффициентов использования равным единице ($K_{исп}=1$), то есть в полном заявленном объеме.

Наиболее тяжелыми являются режимы зимних максимальных и летних максимальных нагрузок. Режимы зимних минимальных и летних минимальных нагрузок не являются определяющими.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года в нормальной схеме и при аварийных отключениях в нормальной схеме сети токовых перегрузок электросетевого оборудования выше длительно допустимых значений не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений. При этом выявлена максимальная загрузка АТ-1 ПС 220 кВ (112% от $I_{ном}$ или 95% от $I_{ддтн}$) и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк (99% от $I_{ддтн}$) при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Бегичево при в режимах зимних максимальных нагрузок.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети в режимах летних максимальных нагрузок выявил токовых перегрузки следующего электросетевого оборудования:

ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками (157% от $I_{ддтн}$) при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда (или АТ-1 ПС 220 кВ Звезда) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк;

ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк (157% от $I_{ддтн}$) при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда (или АТ-1 ПС 220 кВ Звезда) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками.

В режимах летних минимальных нагрузок указанные токовые перегрузки отсутствуют.

В качестве возможного усиления сети рассматривались два варианта: первый вариант – усиление сети 220 кВ, включающий в себя сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда (АС-400, длина 60 км), второй вариант – усиление сети 110 кВ, включающий в себя сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда (проводом АС-120, длиной 77 км). Данные варианты позволяют обеспечить подключение новых перспективных потребителей.

Поскольку сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда является более экономичным мероприятием (686,3 млн. руб.) по сравнению с сооружением ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда (1244,5 млн. руб.) и позволяет ликвидировать

вышеуказанные токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда с отпайками и ВЛ 110 кВ Бегичево – Волово с отпайкой на ПС Богородицк при нормативных возмущениях в ремонтных схемах, то рекомендуемым вариантом к реализации является сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда.

Участок схемы электрической сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети представлен на рисунке 3.3.

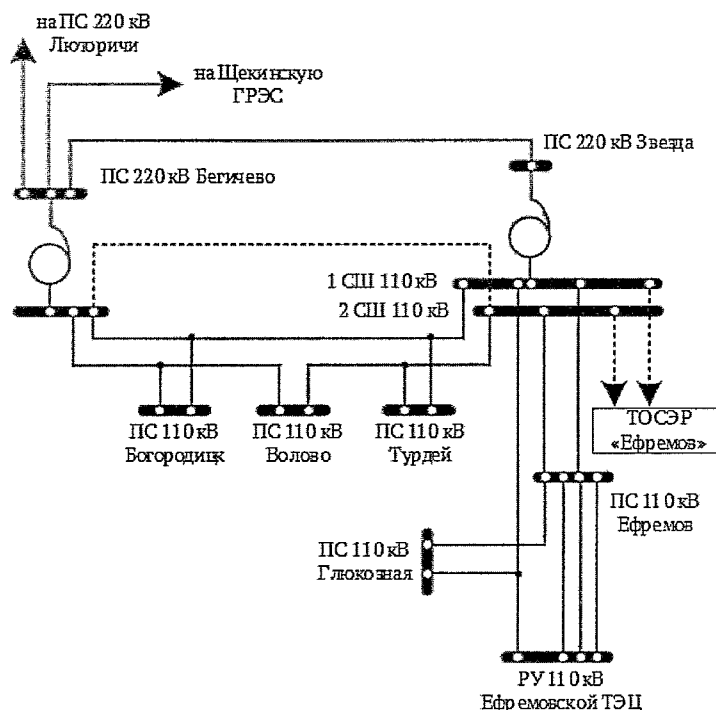


Рисунок 3.3. Участок сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети

Итоговый перечень мероприятий по развитию сети Ефремовского энергорайона, учитывающий перспективный прирост потребления мощности в полном объёме, должен быть скорректирован и при необходимости дополнен после уточнения параметров вновь подключаемых перспективных потребителей (предполагаемая схема подключения, режимы работы нагрузки, состав подключаемой нагрузки и др.).

Анализ установившихся режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов (при учёте новых потребителей в полном объёме) и возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, выявил токовые перегрузки электросетевого оборудования, для ликвидации которых рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- 1) реконструкция ПС 220 кВ Звезда, включающая в себя установку дополнительной ячейки выключателя 110 кВ;
- 2) реконструкция ПС 220 кВ Бегичево, включающая в себя установку дополнительной ячейки выключателя 110 кВ;
- 3) сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда длиной 77 км.

Тульский энергорайон, мероприятия по организации электроснабжения
объектов нового жилищного строительства

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2x250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2x200 МВА), ПС 220 кВ Metallургическая (2x125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2025 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

ПС 220 кВ Metallургическая расположена в Ленинском районе (д. Большая Еловая). Автотрансформаторы: АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН 125000/220/110/10 введены в эксплуатацию в 1981 году и в 1982 году соответственно. В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители. Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь 1, 2) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2020 года. ПАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с инвестиционной программой планирует до 2021 года выполнить техническое перевооружение ПС 220 кВ Metallургическая.

Следует отметить, что в Тульском энергорайоне ведется крупномасштабное жилищное строительство. Суммарная мощность предполагаемых заявителей на подключение новых объектов жилищного строительства составляет порядка 91,5 МВт. Планируется создание следующих крупных микрорайонов жилой застройки:

- 1) территория комплексного развития «Новая Тула», д. Нижняя Китаевка мощностью 43,0 МВт. Для обеспечения потребителей такой мощностью необходимо сооружение нового центра питания 110 кВ, питающегося от ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная;

2) микрорайон «Красные ворота» (застройщик АО «Внешстрой»), г. Тула, Зареченский район, пересечение Московского шоссе и ул. Ключевая, мощностью 16,4 МВт (соответствует 17,66 МВА), с присоединением от ПС 110 кВ Медвенка (2x16 МВА) и ПС 110 кВ Рождественская (2x16 МВА). Величина максимальной мощности объектов нового жилищного строительства для микрорайона «Красные ворота» указана предварительно, и подлежит уточнению на стадии формирования заявки на технологическое присоединение. Величина предполагаемой нагрузки составляет 23% от $S_{ддтн}$ от суммарной трансформаторной мощности двух подстанций. Фактическая загрузка в зимний период трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская составляет 13,64 МВА (68% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) и 4,63 МВА (25% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) соответственно. Максимальная перспективная загрузка трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская составляет 16,88 МВА (84% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) и 8,06 МВА (43% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) соответственно или суммарно 24,94 МВА (32% от $S_{ддтн}$ от суммарной трансформаторной мощности двух подстанций в нормальной схеме или 43% от $S_{ддтн}$ в схеме ремонта трансформатора ПС 110 кВ Медвенка). Представленный анализ подтверждает возможность использования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская в качестве центров питания для подключения указанной мощности;

3) жилой квартал по ул. Кутузова-Зорге-Дементьева-Немцова (застройщик АО «Внешстрой»), г. Тула, Пролетарский район, мощностью 8,6 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Пролетарская;

4) жилой комплекс «Новомедвенский» (застройщик АО «Внешстрой»), г. Тула, Пролетарский округ, мощностью 4,9 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Пролетарская;

5) жилой комплекс «Малевка» (застройщик ГК «Владар»), г. Тула, ул. Оборонная, мощностью 7 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Перекоп;

6) многоэтажная жилая застройка г. Тула, ул. Оборонная (застройщик ООО «Современник»), мощностью 7 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Перекоп.

Центры питания вышеуказанных потребителей представлены предварительно и должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения к электрическим сетям.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних

максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Таким образом, для подключения вышеуказанных жилищных комплексов, за исключением территории комплексного развития «Новая Тула», на существующих центрах питания 110 кВ Тульского энергорайона трансформаторных мощностей достаточно.

С целью подключения микрорайона комплексного развития «Новая Тула» к сетям 110 кВ рекомендуется сооружение нового центра питания 110 кВ трансформаторной мощностью не менее 2х40 МВА. Схема подключения новой ПС 110 кВ и её мощность должны уточняться в рамках отдельной работы.

Заокский энергорайон

На территории муниципального образования город Алексин Тульской области предполагается создание территории опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин»). Потребность в электрической мощности для функционирования оценивается в размере до 115 МВт.

В качестве основных центров питания ТОСЭР «Алексин» Заокского энергорайона рассматривались ПС 220 кВ Шипово и шины 110 кВ Алексинской ТЭЦ.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года выявил токовую загрузку Т-33 Алексинской ТЭЦ (118% от $I_{ном}$ или 100% от $I_{ддтн}$), ВЛ 110 кВ Протон – Космос (118% от $I_{ддтн}$) при аварийном отключении 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Шипово в нормальной схеме сети в период зимних максимальных нагрузок. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок и обеспечения возможности подключения новых перспективных потребителей в Заокском энергорайоне рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Протон – Космос за счет замены провода с АС-120 на АС-185 (стоимость мероприятий составит 18,3 млн рублей), либо увеличение пропускной питающих центров, а именно реконструкция ПС 220 кВ Шипово с установкой второго АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА (стоимость мероприятий составит 167,4 млн рублей). Наиболее экономичным и рекомендуемым является вариант по увеличению пропускной способности ВЛ 110 кВ Протон – Космос, однако окончательные решения должны

уточняться в рамках процедур технологического присоединения к электрической сети и последующего проектирования.

Участок схемы электрической сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.4.

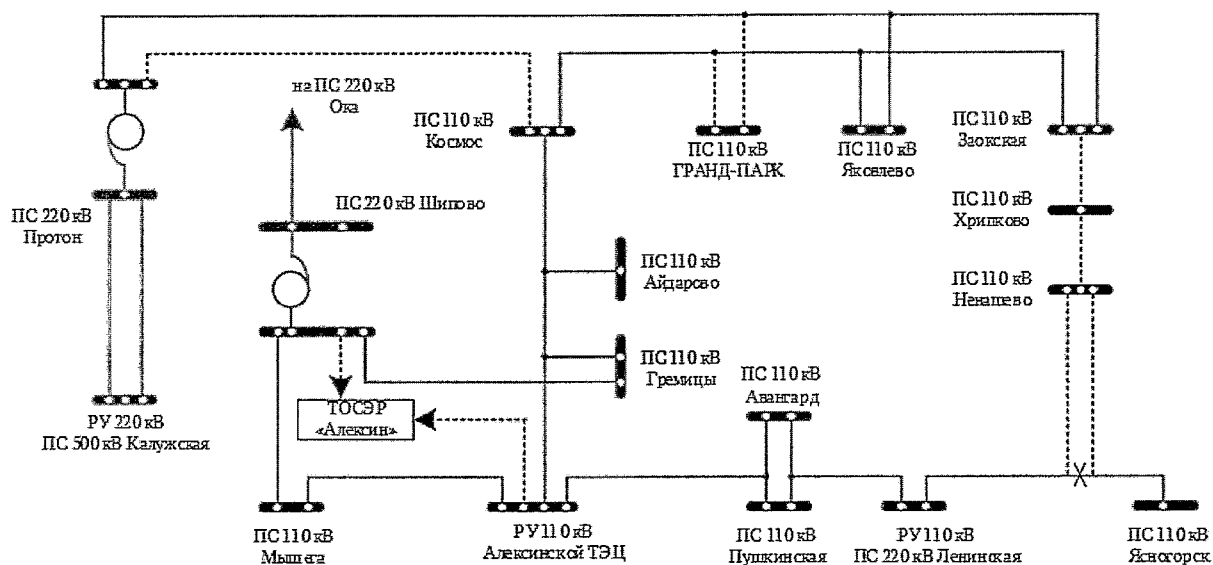


Рисунок 3.4. Участок сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции

В случае нереализации мероприятий по технологическому присоединению ООО «ГРАНД-ПАРК» максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Протон – Космос и ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками составит соответственно:

в период зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме сети 123 А (25% от $I_{ддтн}$), 433 А (86% от $I_{ддтн}$) и 216 А (44% от $I_{ддтн}$);

в период зимних максимальных нагрузок при аварийном отключении в нормальной схеме сети 124 А (25% от $I_{ддтн-5}$), 598 А (119% от $I_{ддтн}$) и 356 А (73% от $I_{ддтн}$);

в период летних максимальных нагрузок в нормальной схеме сети 74 А (19% от $I_{ддтн}$), 277 А (71% от $I_{ддтн}$) и 171 А (45% от $I_{ддтн}$);

в период летних максимальных нагрузок при аварийном отключении в нормальной схеме сети 75 А (20% от $I_{ддтн}$), 352 А (90% от $I_{ддтн}$) и 221 А (58% от $I_{ддтн}$);

в период летних максимальных нагрузок при аварийном отключении в ремонтных схемах сети 235 А (62% от $I_{ддтн}$), 266 А (68% от $I_{ддтн}$) и 424 А (112% от $I_{ддтн}$).

Представленные результаты получены для нормативных возмущений, соответствующих пунктам 16-20 таблицы 2.3 и пунктам 31-34 таблицы 2.4. При потреблении Заокского энергорайона, соответствующему региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности, без реализации мероприятий по технологическому присоединению ООО «ГРАНД-ПАРК» выявлены токовые перегрузки ВЛ 110 кВ, питающих Заокский энергорайон. Для ликвидации токовых перегрузок ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками в данной балансовой ситуации рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками путем замены провода с АС-120 на АС-150, либо сооружение дополнительной связи в Заокский энергорайон, например, отпайки от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 110 кВ Заокская.

Также необходимо отметить, что в настоящий момент максимальная разрешенная мощность энергопринимающих устройств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в точке присоединения от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево составляет 6,865 МВт. При этом в случае нереализации мероприятий по технологическому присоединению ООО «ГРАНД-ПАРК» максимальная загрузка ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Протон – Заокская в схеме сети ремонта ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками в период летних максимальных нагрузок составляет 235 А (соответствует нагрузке 40 МВт), которая превышает максимально разрешенную в 6,865 МВт. В связи с этим рекомендуется урегулирование правовых отношений между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и НИЦ «Курчатовский Институт» - ИФВЭ в рамках существующего законодательства.

Новомосковский и Щекинский энергорайоны

Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение планируется прирост нагрузки ОАО «Щекиноазот» на 40 МВт. В связи с растущей нагрузкой ОАО «Щекиноазот» реализуется ввод новой ПС 110 кВ Карбамид с сооружением двух КЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Яснополянская в 2021 году.

С 2018 года на территории Щекинского района сооружается ООО Тепличный комплекс «Тульский», который увеличивает потребление Щекинского района на 150 МВт. Для обеспечения электроснабжения ООО Тепличный комплекс «Тульский» предусмотрен ввод в эксплуатацию в 2020 году ПС 220 кВ Тепличная с установкой двух трансформаторов мощностью по 80 МВА и сооружением заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская

ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС 220 кВ Яснополянская на ПС 220 кВ ТК Тульский длиной 2х0,5 км, выполненных проводом АС-400.

По данным ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона с 2020 года предполагается сооружение тяговой ПС 220 кВ Арсенал (2х40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 20,7 МВт, присоединяемой к энергосистеме заходами 220 кВ от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая.

В Новомосковском энергорайоне (Тульская область, Узловский район) предполагается дополнительный ввод нового потребителя мощностью до 80 МВт (данный объём планируется к настоящему времени, однако предполагается увеличение до 150 МВт) на территории индустриального парка «Узловая». В качестве предварительного варианта схемы внешнего электроснабжения данного потребителя рассмотрено сооружение новой ПС 110 кВ, питающейся от шин 110 кВ ПС 220 кВ Северная.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений были выполнены расчеты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений. Мощность нагрузки новых потребителей при исследовании электроэнергетических режимов принята с коэффициентов использования равным единице ($K_{исп}=1$), то есть в полном заявленном объеме.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Щекинском и Новомосковском энергорайонах энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года выявил в режимах зимних максимальных нагрузок следующие токовые перегрузки электросетевого оборудования после аварийных возмущений в нормальной схеме сети:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (117% от $I_{ддтн}$);

МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (104% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (104% от $I_{ддтн}$).

При нормативных возмущениях в ремонтных схемах сети в режимах летних максимальных нагрузок 2025 года выявлены токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (107% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая (112% от $I_{ддтн}$);

АТ-1 ПС 220 кВ Северная (131% от $I_{ном}$ или 111% от $I_{ддтн}$);

АТ-2 ПС 220 кВ Северная (134% от или 114% от $I_{ддтн}$);

АТ-3 ПС 220 кВ Северная (126% от или 107% от $I_{ддтн}$).

Необходимо отметить, что загрузка АТ-1,2 ПС 220 кВ Северная определена с учетом реконструкции ПС 220 кВ Северная в 2024 году, в которую входит замена старых АТ-1,2 ПС 220 кВ Северная на новые автотрансформаторы мощностью по 200 МВА каждый.

Поскольку предполагается прирост мощности потребителя с 80 МВт до 150 МВт, то при подготовке ремонтных схем АТ-1(2)(3) ПС 220 кВ Северная перевод нагрузки с ПС 220 кВ Северная на ПС 220 кВ Химическая для ликвидации возможных токовых перегрузок после аварийных возмущений в ремонтных схемах сети не достаточен. В связи с этим для обеспечения возможности подключения новых перспективных потребителей в Новомосковском энергорайоне рекомендуется увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Северная с установкой четвертого автотрансформатора 200 МВА.

Альтернативным рассмотренному варианту электроснабжения нового потребителя мощностью 80 МВт является подключение к шинам 110 кВ Новомосковской ГРЭС. В данном варианте при аварийном отключении 2 СШ 110 кВ Новомосковской ГРЭС в нормальной схеме сети выявлены токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи (114% от $I_{ддтн}$) и ВЛ 110 кВ Донская – Угольная (107% от $I_{ддтн}$). Для ликвидации указанных перегрузок рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи и ВЛ 110 кВ Донская – Угольная за счет замены провода с АС-120 на АС-150 (стоимость на реализацию указанных мероприятий составит 9,9 млн. руб., с учётом замены опор 55,4 млн. руб.).

Итоговый перечень мероприятий по развитию сети Щекинского и Новомосковского энергорайонов, учитывающий перспективный прирост потребления мощности в полном объёме, должен быть скорректирован и, при необходимости, дополнен после уточнения параметров вновь подключаемых перспективных потребителей (предполагаемая схема подключения, режимы работы нагрузки, состав подключаемой нагрузки и др.).

Участок схемы электрической сети 110-220 кВ Щекинского и Новомосковского энергорайонов после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети представлен на рисунке 3.5.

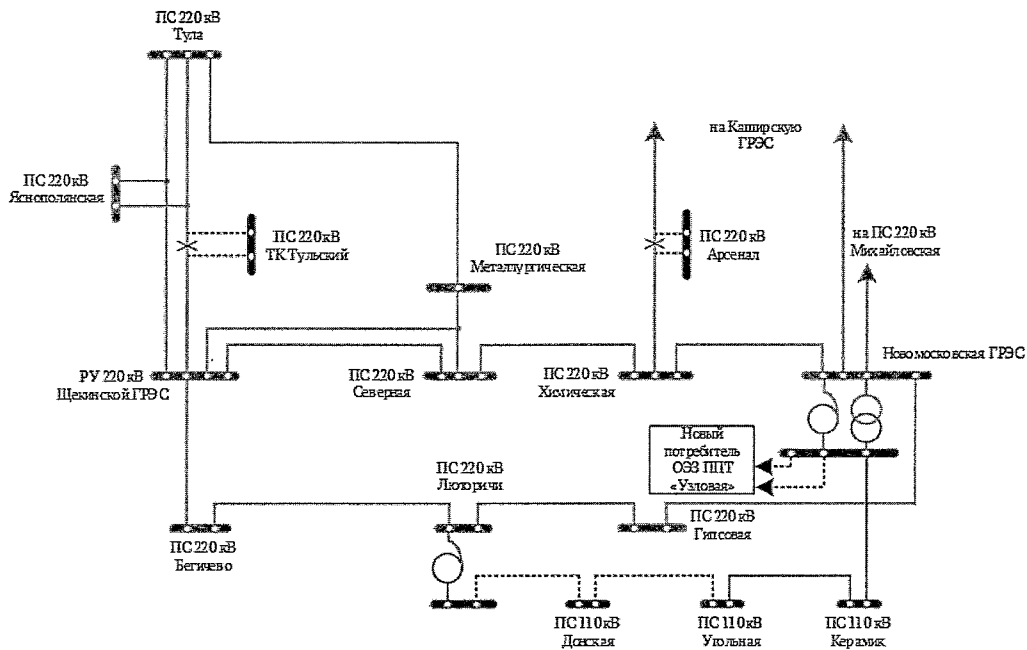


Рисунок 3.5. Участок сети 110-220 кВ Щекинского и Новомосковского энергорайонов с учетом подключения новых крупных потребителей

Таким образом, анализ установившихся режимов Щекинского и Новомосковского энергорайонов энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2025 годов (при учёте новых потребителей в полном объёме) и возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, выявил токовые перегрузки электросетевого оборудования, для ликвидации которых рекомендуется реализация следующего мероприятия:

увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи и ВЛ 110 кВ Донская – Угольная за счет замены провода с АС-120 на АС-150.

Суворовский энергорайон

Мероприятия по развитию электросетей Суворовского энергорайона в рамках регионального сценария развития соответствуют мероприятиям, предложенным в рамках базового сценария развития.

Энергорайон Люторичи и Бегицево

Мероприятия по развитию электросетей энергорайона Люторичи и Бегицево в рамках регионального сценария развития соответствуют мероприятиям, предложенным в рамках базового сценария развития.

Мероприятия по организации электроснабжения промышленных парков и крупных промышленных потребителей Тульской области

В соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей энергосистемы Тульской области в региональном сценарии развития возможен рост нагрузки более высокими темпами.

Планируется увеличение нагрузки введенного промышленного парка «Узловая» (122,5 МВт к 2025 году) и ввод дополнительной очереди промышленного парка «Узловая» (80 МВт к 2025 году), ТЭС «Алексин» (115 МВт к 2025 году), ТЭС «Ефремов» (139 МВт к 2025 году), ООО Тепличный комплекс «Тульский» (150 МВт), ОАО «Щекиноазот» (40 МВт в Щекинском энергорайоне, 15 МВт в Ефремовском энергорайоне), ОАО «РЖД» (Веневский район – 20,7 МВт, Узловский район – 22,6 МВт, Воловский район – 23,3 МВт, Ефремовский район – 24,8 МВт).

Для обеспечения электроэнергией электроприемников промышленного парка «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, 122,5 МВт) в настоящее время введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Промышленная трансформаторной мощностью 2х125 МВА и две КВЛ 110 кВ Северная – Промышленная № 1 и КВЛ 110 кВ Северная – Промышленная № 2 длиной по 7,2 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников новой очереди промышленного парка «Узловая» (80 МВт) рекомендуется сооружение новой ПС 110 кВ, питающейся от шин Новомосковской ГРЭС, и увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи и ВЛ 110 кВ Донская – Угольная за счет замены провода с АС-120 на АС-150.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ТЭС «Алексин» (115 МВт) рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Протон – Космос за счет замены провода с АС-120 на АС-185.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО Тепличный комплекс «Тульский» (Щекинский р-н, в районе пос. Рудный, 150 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ ООО ТК «Тульский» трансформаторной мощностью 2х80 МВА и сооружением заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная длиной 2х0,5 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «Щекиноазот» (40 МВт) планируется сооружение ПС 110 кВ Карбамид трансформаторной мощностью 2х60 МВА и сооружение двух КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид длиной по 3 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «РЖД» в Венёвском районе (20,7 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 2х40 МВА и сооружение заходов к ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая длиной по 3,5 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «РЖД» в Воловском районе мощностью нагрузки 23,3 МВт, в Ефремовском районе мощностью нагрузки 24,8 МВт и в Узловском районе мощностью нагрузки 22,6 МВт мероприятия по подключению к сети указанных объектов должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников кластера «Ефремов» (139 МВт) в Ефремовском энергорайоне рекомендуется сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда длиной 77 км.

Заключение по разделу 3.5.2

На основании проведенного в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу на период 2020-2025 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в Тульской энергосистеме к 2025 году составляет 702 МВт по отношению к факту 2019 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский и Новомосковский энергорайоны;

2) суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2015-2019 годов составила 1375 МВт. В региональном прогнозе суммарная установленная мощность электростанций в 2025 году составит 1507,14 МВт;

3) для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме;

4) отмечена необходимость электросетевого строительства в Заокском, Суворовском, Тульском, Новомосковском, Щекинском и Ефремовском энергорайонах Тульской области;

6) отмечено превышение длительно допустимой загрузки трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя;

7) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы

Тульской области на 2019-2025 годы, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), исключения неудовлетворительного технического состояния объектов, а также для обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Тульской области на 2020-2025 годы в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.21).

3.6. Анализ надёжности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ

Анализ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Задонье, ПС 110 кВ Богородицк, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Тулица, ПС 110 кВ Привокзальная показал, что только схемы ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Тулица и ПС 110 кВ Привокзальная соответствуют типовым решения. Для приведения в соответствие схем РУ 110 кВ к типовым на ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Задонье, ПС 110 кВ Богородицк и ПС 110 кВ Октябрьская целесообразно установить выключатели 110 кВ в цепях трансформаторов.

С целью повышения надёжности отдельных потребителей целесообразно осуществить резервирование по сети 6 – 10 кВ от смежных ПС путем сооружения дополнительных связей, что сократит время перерыва электроснабжения части потребителей при полном погашении питающих подстанций:

1) установку на ПС 110 кВ Гремячее силового трансформатора ТМ-4000/10-85 У1 и вводной ячейки КРУН-10 кВ с выключателем и линейным разъединителем для резервирования ПС 110 кВ Гремячее от ВЛ 10 кВ Савино-ТСН-3 ПС 110 кВ Гремячее с ПС 110 кВ Савино;

2) установку на ПС 110 кВ Технологическая силового трансформатора ТМ-4000/10-85 У1 и вводной ячейки КРУН-6 кВ с выключателем, линейным разъединителем и строительством КЛ 6 кВ протяжённостью 6 км между ПС 110 кВ Богородицк и ПС 110 кВ Технологическая для резервирования потребителей запитанных от ПС 110 кВ Богородицк;

3) строительство резервной ЛЭП протяжённостью около 6 км от РП Китаевка до ПС 110 кВ Мясново для резервирования с ПС 110 кВ Мясново электроснабжения АО «Особое конструкторское бюро «Октава».

Аварийное электроснабжение ответственных потребителей можно осуществлять через РУ 6-10 кВ подстанций филиала «Тулэнерго»

ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по специально выделенным фидерам иных абонентов или путем «запетления выделенных фидеров», для чего необходимо заключение трехсторонних соглашений, устанавливающих порядок действия сторон и их обязанности.

3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2025 года

Для определения уровней токов короткого замыкания, выявления требующего замены коммутационного оборудования, а также предложения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий.

Расчетная модель энергосистемы Тульской области на этапе 2020-2025 годов учитывает перспективное сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, а также ввод и демонтаж генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме.

Была проведена проверка отключающей способности выключателей сети на этапе 2020-2025 годов для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Тульской области.

В базовом и региональном прогнозах потребления электроэнергии и мощности на период 2020-2025 годов расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей во всех узлах сети (при существующих точках деления сети), за исключением следующих выключателей:

1) РУ 110 кВ ПС 220 кВ Северная. Рекомендуется замена двух выключателей на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА (вместо 20 кА). Замена выключателей может осуществляться собственником оборудования (ООО «Аэрозоль Новомосковск»).

Наибольшие значения трехфазных и однофазных токов КЗ в энергосистеме Тульской области КЗ выявлены в 2025 году в рамках регионального прогноза и составляют:

1) в сети 220 кВ – 22,30 и 21,97 кА соответственно в РУ 220 кВ Черепетской ГРЭС;

2) в сети 110 кВ – 23,74 и 26,53 кА соответственно в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тула.

3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2025 года

В рамках базового прогноза уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в энергосистеме Тульской области во всех рассмотренных, в том числе и в наиболее тяжёлых послеаварийных режимах, находятся в диапазоне допустимых значений, и применение устройств СКРМ в энергосистеме Тульской области на перспективном этапе 2020-2025 не требуется.

Самый низкий уровень напряжения в сети 110-220 кВ в энергосистеме Тульской области наблюдается в режимах зимних максимальных нагрузок 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности обусловлен дефицитом активной и реактивной мощности в энергосистеме Тульской области и высокой загрузкой ЛЭП 220 кВ. В рамках регионального прогноза для увеличения уровней напряжения в сети 110-220 кВ при вводе новых крупных потребителей в полном заявленном объёме установка дополнительных устройств СКРМ не требуется.

Необходимость, место установки, объём и мощность дополнительных устройств СКРМ должны уточняться и определяться на этапе подключения новых крупных потребителей к сети.

3.9. Мероприятия, направленные на снижение износа энергетической инфраструктуры энергосистемы Тульской области

Анализ возрастной структуры электросетевого оборудования электроэнергетического комплекса энергосистемы Тульской области показал следующее:

- 1) ВЛ 220 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 96% от общей протяженности ВЛ 220 кВ;
- 2) АТ 220/110 кВ со сроком службы более 25 лет составляют 83%;
- 3) ВЛ 110 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 89%;
- 4) трансформаторы филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» со сроком службы более 25 лет составляют около 80%.

Таким образом, электросетевое оборудование имеет значительный срок эксплуатации, что увеличивает вероятность отказа электрооборудования энергосистемы Тульской области и, как следствие, снижение надежности электроснабжения потребителей.

Основной проблемой текущего состояния энергосистемы Тульской области является наличие в отдельных частях энергосистемы значительного физического износа объектов электросетевого хозяйства.

Сводные сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2020 по сетевым предприятиям Тульской области приведены в таблице 3.19.

Таблица 3.19. Сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2020 по сетевым предприятиям Тульской области, %

Группы основных средств	Наименование предприятия						
	Приокское ПМЭС	Филиал «Тулэнерго»	АО «ТТЭС»	ОАО «ШТЭС»	«Энергосеть» ООО	ООО «Пром-Энерго-Сбыт»	АО «АЭСК»
Всего износ основных средств, %, в том числе	-	54,7	43,0	48,4	66	68	45
ВЛ 220 кВ	29	-	-	-	-	-	-
ЛЭП 110 кВ	-	47,2	-	-	79	-	-
ЛЭП 35 кВ	-	65,8	-	-	-	-	-
ЛЭП 6-10 кВ (ВЛ/КЛ)	-	63,8		44,8/49,4	65/69	72/69	41/32
ЛЭП 0,4 кВ (ВЛ/КЛ)	-	47,1		62,9/46,1	65/84	81/81	28/13
ПС 220 кВ	79	-	-	-	-	-	-
ПС 35-110 кВ	-	63,3-65,4	-	-	-	-	-
ТП-РП 6-10/0,4 кВ	-	52,0-68,9	50,5	43,6	54	81	41

Анализ величины бухгалтерского износа по состоянию на 01.01.2020 электросетевого оборудования энергосистемы Тульской области показал следующее:

1) протяженность ЛЭП 500 кВ, входящих в зону ответственности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС на территории Тульской области, с величиной износа равной 100% составляет 60 км, ЛЭП 220 кВ - 210 км;

2) количество автотрансформаторов 220/110 кВ, входящих в зону ответственности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС на территории Тульской области, с величиной износа равной 100% составляет 13 из 18, суммарной мощностью 2045 МВА.

3) протяженность ЛЭП 110 кВ (без учета отпаяк), входящих в зону ответственности филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», с величиной износа более 50% составляет 1908 км, в том числе с величиной бухгалтерского износа равной 100% - 376 км.

С целью снижения величины износа оборудования и поддержания электросетевого оборудования в технически исправном состоянии рекомендуется осуществление своевременного планового и текущего ремонта оборудования, организация капитального ремонта наиболее изношенных и наиболее загруженных элементов сети, реновация оборудования, имеющего большой моральный и физический износ.

В настоящий момент все вышеуказанное оборудование является технически исправными и пригодными к эксплуатации. При этом необходимо отметить, что при значительном сроке службы электросетевого оборудования увеличивается вероятность его отказа и, как следствие, снижение надежности электроснабжения потребителей.

3.10. Анализ схемно-режимной ситуации в энергосистеме Тульской области при потере питания со стороны ПС 220 кВ Протон

В рамках базового прогноза потребления электрической энергии и мощности с учётом реализации мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств ООО «ГРАНД-ПАРК» и при отсутствии питания со стороны ПС 220 кВ Протон (отключены ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Космос со стороны ПС 220 кВ Протон) электроснабжение Заокского энергорайона будет осуществляться по ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково. При аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в нормальной схеме или выводе в ремонт параметры электроэнергетического режима в рассматриваемый перспективный период 2020-2025 находятся в диапазоне допустимых значений. Проведение ремонтной кампании затрудняется ввиду того, что аварийное отключение одной из указанных ВЛ 110 кВ при ремонте другой приведёт к прекращению электроснабжения части потребителей Заокского энергорайона, так как осуществлять полноценное электроснабжение по сети низкого напряжения нет возможности из-за меньшей пропускной способности электрической сети. При этом пропускной способности ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками или ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково достаточно, чтобы обеспечить подключение новых потребителей в Заокском энергорайоне в объёме договоров, заключённых к 01.01.2020.

Также необходимо отметить, что в настоящий момент максимальная разрешенная мощность энергопринимающих устройств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в точке присоединения от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево составляет 6,865 МВт.

В рамках регионального прогноза в случае нереализации мероприятий по технологическому присоединению ООО «ГРАНД-ПАРК» максимальная загрузка ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Протон – Заокская в схеме сети ремонта ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками в период летних максимальных нагрузок составляет 235 А (соответствует нагрузке 40 МВт), которая превышает максимально разрешённую в 6,865 МВт. В связи с этим рекомендуется урегулирование правовых отношений между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и НИЦ «Курчатовский Институт» - ИФВЭ в рамках существующего законодательства.

3.11. Анализ перспективы эксплуатации отдельных ПС 110 кВ, не входящих в зону эксплуатационной ответственности ДЗО ПАО «Россети»

На момент разработки СиПР Тульской области 2021-2025 информации о перечне ПС 110 кВ, не входящих в зону эксплуатационной ответственности ДЗО ПАО «Россети», которые предполагалось использовать в качестве центров питания энергорайонов энергосистемы Тульской области, от комиссии по разработке СиПР Тульской области 2021-2025 не поступало.

3.12. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

Перечни реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области сформированы на основании расчетов электрических режимов и разделены в соответствии со сценариями развития региональной энергетики, соответствующими базовому (таблица 3.20) и региональному (таблица 3.21) прогнозам потребления электрической энергии и мощности. Данные проекты (мероприятия) выполняются с целью ликвидации выявленных перегрузок элементов сети, создания дополнительной возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей.

Для каждого из рассматриваемых сценариев развития энергосистемы Тульской области выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», внесенного приказом Минстроя России от 06.10.2014 № 597/пр в Федеральный реестр сметных нормативов. Стоимость на реализацию мероприятий определена в ценах I квартала 2020 года.

Таблица 3.20. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

№ п/п	Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн. руб. (без НДС)*
1	2	3	4	5	6	7	8
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы							
1	Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» трансформаторной мощностью 160 МВА и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	-	2х80 МВА 2х0,5 км	2020	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	839,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА) Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	-	2х40 МВА 2х3,5 км	2020 2020	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД» ПАО «ФСК ЕЭС»	1432,1
3	Реконструкция ПС 220 кВ Северная с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформаторы мощностью 200 МВА без увеличения трансформаторной мощности	220 кВ / 2х200 МВА	220 кВ / 2х200 МВА	2024	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	1977,0*
4	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	220 кВ / 200 МВА	2024	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	267,2
5	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВт до 296,5 МВА	220 кВ / 120 МВА	220 кВ / 125 МВА	2022	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	218,5
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей							
6	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	2х16 МВА 2х0,23 км	2020	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	328,58
7	Реконструкция ПС 110 кВ Ненашево и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	35 кВ / 4 МВА 35 кВ / 10 МВА	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2020		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	563,7
8	Реконструкция ПС 110 кВ Хрипково и ЛЭП 110 кВ Ненашево – Хрипково	35 кВ / 2х2,5 МВА	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2020		189,6	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково - Заокская	-	110 кВ / 16 км	2020		178,2	
10	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	-	59 км	2024	Технические условия от 10.07.2017 на	524,07	

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Строительство ПС 110 кВ АО «Тулская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тулская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	-	2х100 МВА, 2х1 км	2024	технологическое присоединение электроустановок АО «Тулская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	АО «Тулская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	605,1
12	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	-	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	752,4
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений							
13	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х40 МВА	2х16 МВА	2х40 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	414,3
14	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х10 МВА	1х16 МВА	2022			3,3
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ							
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2020	Реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	1,55
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2025			299,0
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023			134,18
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023			57,17
19	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023			255,35
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	3,0 км 18,0 км	3,0 км 18,0 км	2021 2023			26,45 156,44
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км	12,0 км	2024			119,57
22	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2024			231,0

*Стоимость мероприятий указана в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы или с ИП ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2019-2024 в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС).

Таблица 3.21. Перечень перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2020-2025 годы в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

№ п/п	Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн. руб. (без НДС)*
1	2		3	4	5	6	7
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы							
1	Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» трансформаторной мощностью 160 МВА и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская ориентировочной протяженностью 1 км (2х0,5 км)	-	2х80 МВА 2х0,5 км	2020	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	839,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	-	2х40 МВА	2020	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1432,1
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	-	2х3,5 км	2020		ПАО «ФСК ЕЭС»	
3	Реконструкция ПС 220 кВ Северная с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформаторы мощностью 200 МВА без увеличения трансформаторной мощности	220 кВ / 2х200 МВА	220 кВ / 2х200 МВА	2024	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	1977,0 *
4	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	220 кВ / 200 МВА	2024	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	267,2
5	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВт до 296,5 МВА	220 кВ / 120 МВА	220 кВ / 125 МВА	2022	-	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	218,5
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей							
6	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайк к ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	2х16 МВА 2х0,23 км	2020	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	328,6
7	Реконструкция ПС 110 кВ Ненашево и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	35 кВ / 4 МВА 35 кВ / 10 МВА	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2020		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	563,7
8	Реконструкция ПС 110 кВ Хрипково и ЛЭП 110 кВ Ненашево - Хрипково	35 кВ / 2х2,5 МВА	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2020			189,6
9	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково - Заокская	-	110 кВ / 16 км	2020		178,2	
10	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово - Ушатово	-	59 км	2024	Технические условия от 10.07.2017 на	524,1	

1	2	3	4	5	6	7	
11	Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	-	2х100 МВА, 2х1 км	2024	технологическое присоединение электроустановок АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	605,1
12	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	-	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	752,4
13	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Воловском районе	-	2х40 МВА	2021	Предложение ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	271,7
14	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Ефремовском районе	-	2х40 МВА	2021	Предложение ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	271,7
15	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Узловском районе	-	2х40 МВА	2021	Предложение ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	297,2
16	Сооружение нового центра питания 110 кВ в г. Тула (территория комплексного развития «Новая Тула»)	-	2х40 МВА	2020	Технологическое присоединение новых потребителей	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	271,7
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений							
17	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х40 МВА	2х16 МВА	2х40 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	414,3
18	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х10 МВА	1х16 МВА	2022			3,3
19	Установка АОПО на ПС 220 кВ Химическая	-	-	2023	Устранение превышения допустимой токовой загрузки	ПАО «ФСК ЕЭС»	3,58
20	Замена провода ВЛ 110 кВ Протон – Космос с АС-120 на АС-185**	22,7 км	22,7 км	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	18,3
21	Замена провода ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи с АС-120 на АС-150**	7,4 км	7,4 км	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	4,9
22	Замена провода ВЛ 110 кВ Донская – Угольная с АС-120 на АС-150**	7,7 км	7,7 км	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	5,0
23	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с установкой дополнительной ячейки выключателя 110 кВ**	-	-	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «ФСК ЕЭС	27,8
24	Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с установкой дополнительной ячейки выключателя 110 кВ**	-	-	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «ФСК ЕЭС	27,8
25	Сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда (провод АС-120)**	-	110 кВ / 77 км	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	630,7
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ							
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятница – Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2020	Реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	1,55
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2025			299,0
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023			134,18
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023			57,17
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023			255,35

1	2		3	4	5	6	7
31	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	3,0 км 18,0 км	3,0 км 18,0 км	2021 2023			26,45 156,44
32	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км	12,0 км	2024			119,57
33	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2024			231,0

* Стоимость мероприятий указана в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2020-2026 годы или с ИП ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2019-2024 в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС).

** Представленные технические решения являются предварительными и должны быть уточнены на стадии технологического присоединения.

3.13. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области

В Тульской области плановые значения показателя уровня надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями региона, установлены постановлением комитета Тульской области по тарифам от 27.10.2016 № 39/4.

В отношении филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» значения показателя уровня надежности оказываемых услуг, определяемые средней продолжительностью прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг электросетевой организации в течение расчетного периода, следующие:

2018 год – 0,0358;

2019 год – 0,0352;

2020 год – 0,0347;

2021 год – 0,0342;

2022 год – 0,0337.

3.14. Развитие источников генерации Тульской области на 2020–2025 годы

На период с 2020 года по 2025 год планируются следующие изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, учтённые при определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

демонтаж в 2023 году блока ст. № 7 мощностью 32 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 4 мощностью 25 МВт на Ефремовской ТЭЦ;

демонтаж в 2022 году блока ст. № 5 мощностью 25 МВт на Ефремовской ТЭЦ.

На период с 2020 года по 2025 год планируются следующие изменения установленной мощности в энергосистеме Тульской области, учтённые при определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

демонтаж в 2022 году блока ст. № 4 мощностью 14 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2022 году блока ст. № 7 мощностью 32 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2022 году блока ст. № 2 мощностью 12 МВт на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2022 году блока ст. № 3 мощностью 29 МВт на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 4 мощностью 25 МВт на Ефремовской ТЭЦ;

перемаркировка в 2020 году блока ст. № 7 с 50 МВт до 32 МВт на Ефремовской ТЭЦ.

Перечень существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2025 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности приведён в приложении № 1.

3.14.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов в энергосистеме Тульской области на период 2020-2025 годов показали, что изменения установленной мощности в энергосистеме Тульской области, соответствующие базовому прогнозу развития энергосистемы Тульской области в части вывода из эксплуатации генерирующих объектов не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

3.14.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов в энергосистеме Тульской области на период 2020-2025 годов показали, что

изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, соответствующие региональному прогнозу развития энергосистемы Тульской области в части вывода из эксплуатации генерирующих объектов, не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

3.14.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

В рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» с 01.01.2023 планируется вывод из эксплуатации:

старых частей Новомосковской ГРЭС (турбоагрегат ст. № 7 мощностью 32 МВт и 165 Гкал/ч соответственно).

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», с 01.10.2021 планируется ввод в эксплуатацию:

пароводогрейной котельной на Новомосковской ГРЭС установленной тепловой мощностью 180 Гкал/ч;

пароводогрейной котельной Алексинской ТЭЦ установленной тепловой мощностью 170 Гкал/ч.

В рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности на Ефремовской ТЭЦ ПАО «Квадра» с 01.01.2020 планируется вывод из эксплуатации блоков ст. № 4, 5 Ефремовской ТЭЦ мощностью 25 МВт / 84 Гкал/ч и 25 МВт / 84 Гкал/ч соответственно.

На Ефремовской ТЭЦ ПАО «Квадра» планирует проведение мероприятий по повышению эффективности и экономичности генерирующего оборудования.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Новомосковской ГРЭС и Ефремовской ТЭЦ не приведет к снижению надежности или ограничению подачи тепла потребителям.

3.14.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», с 01.01.2022 планируется вывод из эксплуатации:

старых частей Новомосковской ГРЭС (турбоагрегатов ст. № 4, 7 и паровых котлов ст. № 13, 14, 15 – мощностью 46 МВт и 205 Гкал/ч соответственно);

старых частей Алексинской ТЭЦ (турбоагрегатов ст. № 2, 3 и паровых котлов ст. № 3, 4, 6 – мощностью 41 МВт и 144 Гкал/ч соответственно).

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования старых частей Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ не приведет к снижению надежности или ограничению подачи тепла потребителям. Работа новых котельных полностью обеспечит покрытие тепловых нагрузок.

3.14.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

Анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов, а также баланса тепловой и электрической энергии не выявил необходимости ввода дополнительной генерации в базовом и региональном вариантах развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области.

3.14.6. Анализ перспективы использования площадки Щекинской ГРЭС

В соответствии с информацией, полученной от ООО «Щекинская ГРЭС», собственником прорабатывается возможность замещения энергоблока № 1 мощностью 200 МВт парогазовой установкой установленной мощностью 231,8 МВт. Предварительный анализ существующей схемы выдачи мощности электростанции показывает возможность увеличения установленной мощности электростанции на 31,8 МВт без дополнительного сетевого строительства.

3.15. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

В соответствии с базовым и региональным прогнозами развития энергосистемы Тульской области в период 2020-2025 ввод новых

1	2	3	4	5	6	7
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	237,4	237,4	237,4	237,4	237,4	237,4
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	870,5	870,5	870,5	870,5	870,5	870,5
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	677,7	677,7	677,7	677,7	677,7	677,7
Отпуск «Население»	137,5	137,5	137,5	137,5	137,5	137,5
Отпуск «Прочие потребители, потери»	55,3	55,3	55,3	55,3	55,3	55,3
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1639,1	1613,8	1613,8	1613,8	1613,8	1613,8
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1430,1	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
Отпуск «Население»	165,4	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
Отпуск «Прочие потребители, потери»	43,6	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
7. Котельные	6646,9	6688,9	6750,0	6810,6	6871,5	6932,6
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	12285,4	12345,3	12405,6	12466,2	12527,0	12588

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области и прогноз их теплотребления представлен в таблице 3.23.

Таблица 3.23. Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области на 2020–2025 годы

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	1845,0	1846,0	1871,0	1866,0	1870,0	1868
ОАО «Щекиноазот»	1430,1	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	677,7	677,7	677,7	677,7	677,7	677,7
ООО «Каргилл»	485,0	500,0	500,0	545,0	545,0	580,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
ПАО «Тулачермет»	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
АО «Тульский патронный завод»	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
АО АК «Туламашзавод»	57,0	58,0	59,0	60,0	60,0	60,0

1	2	3	4	5	6	7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	39,1	39,0	39,0	39,5	39,5	40,0
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	55,2	60,2	64,7	64,7	64,7	66,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

3.17. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2020–2025 годы

Основным видом топлива, потребляемым объектами по выработке электрической и тепловой энергии, является природный газ. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Тульской области в топливе на 2020–2025 годы указана в таблице 3.24.

Таблица 3.24. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе, (тут)

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1. Природный газ, всего, в том числе:	2033716	2077616	1996416	1996416	1996416	1996416
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	250000	275000	275000	275000	275000	275000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	68751	68751	68751	68751	68751	68751
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	451332	451332	451332	451332	451332	451332
Блок-станция Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6383	6383	6383	6383	6383	6383
ООО «Щекинская ГРЭС»	355350	355350	355350	355350	355350	355350
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	901900	920800	839600	839600	839600	839600
2. Доменный газ всего, в том числе:	387158	470 158	470 158	470 158	470 158	470 158
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	302000	385000	385000	385000	385000	385000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	85158	85158	85158	85158	85158	85158
3. Уголь всего, в том числе:	609929	584232	573134	563583	553067	553067
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	609929	584232	573134	563583	553067	553067
4. Мазут всего, в том числе:	25686	24610	24019	23711	23255	23255
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	25652	24576	23985	23677	23221	23221

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ООО «Щекинская ГРЭС»	34	34	34	34	34	34
5. Сбросный газ, в том числе:	27463	27463	27463	27463	27463	27463
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	27463	27463	27463	27463	27463	27463

3.18. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области

Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Тульской области показал, что большая часть сетей теплоснабжения и котельных имеют высокий уровень износа. Котельные находятся в неудовлетворительном техническом состоянии и требуют значительного отвлечения средств для их реконструкции. Устаревшее котельное оборудование необходимо заменить современным оборудованием с автоматикой, большим коэффициентом полезного действия, что даст значительную экономию средств на его эксплуатацию.

Для решения указанных проблем рассматривается применение современных высокоэффективных технологий тепло- и электроснабжения.

Перспективы перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационный цикл рассмотрены по результатам анализа схемы теплоснабжения города Тулы.

В качестве объектов реконструкции с переводом на когенерационный цикл предложены Фрунзенская и Зареченская районные котельные города Тулы (ФРК, ЗРК), которые являются наиболее мощными котельными в системе муниципального теплоснабжения: производительность Зареченской районной котельной составляет 233 МВт/ч (200 Гкал/ч), Фрунзенской - 175 МВт/ч (150 Гкал/ч).

Данные о фактической выработке тепловой энергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными за 2019 год представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25. Выработка тепловой энергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными в 2019 год, Гкал

Котельная	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ФРК	47997	38665	40058	29428	9147	3426	8676	9256	14530	31676	36384	39061
ЗРК	60705	49156	50197	39057	7361	11396	12300	12542	19596	41499	47259	52136

Прогноз спроса на тепловую энергию Фрунзенской и Зареченской районных котельных на перспективу до 2025 года представлены в таблице 3.26.

Таблица 3.26. Прогноз спроса на тепловую энергию Фрунзенской и Зареченской районных котельных на 2020-2025 годы, Гкал

Котельная \ Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ФРК	272475	272475	272475	272475	272475	272475
ЗРК	377775	377775	377775	377775	377775	377775

Когенерация представляет собой процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии; теплофикация – централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях. Отличием когенерации от теплофикации является утилизация тепла после получения электроэнергии. Когенерация широко используется в энергетике, например, на ТЭЦ с установленными газотурбинными установками, где рабочее тепло (продукты сгорания) после использования в выработке электроэнергии применяется для нужд теплоснабжения, тем самым значительно повышается КПД (до 90% и выше).

На основании анализа планируемой выработки тепла Фрунзенской и Зареченской районными котельными возможно оценить электрическую мощность и выработку электрической энергии при переводе указанных котельных на когенерационный цикл. Сведения о максимальном объеме генерирующей мощности и вырабатываемой электроэнергии при заданной прогнозной тепловой нагрузке ФРК и ЗРК приведена в таблицах 3.27, 3.28.

Таблица 3.27. Эффективная средняя месячная выработка мощности Фрунзенской и Зареченской районными котельными, МВт

Котельная	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ФРК	2020	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6
	2021	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6
	2022	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6
	2023	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6
	2024	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6
	2025	14,2	11,4	11,9	8,7	2,7	1,0	2,6	2,7	4,3	9,4	10,8	11,6

ЗРК	2020	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4
	2021	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4
	2022	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4
	2023	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4
	2024	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4
	2025	19,0	15,4	15,7	12,3	2,3	3,6	3,9	3,9	6,1	13,0	14,8	16,4

Таблица 3.28. Эффективная средняя месячная выработка электроэнергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными, тыс. кВт·ч

Котельная	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ФРК	2020	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
	2021	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
	2022	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
	2023	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
	2024	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
	2025	10579	8522	8829	6486	2016	755	1912	2040	3203	6982	8020	8610
ЗРК	2020	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183
	2021	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183
	2022	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183
	2023	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183
	2024	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183
	2025	14185	11486	11730	9126	1720	2663	2874	2931	4579	9697	11043	12183

Предполагаемая годовая выработка электрической энергии и мощности ФРК и ЗРК на 2020-2025 годы представлена в таблице 3.29.

Таблица 3.29. Планируемая выработка электроэнергии и мощности Фрунзенской и Зареченской районных котельных на 2020-2025 годы

Котельная	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ФРК	МВт	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
	тыс. кВт·ч/год	67955	67955	67955	67955	67955	67955
ЗРК	МВт	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
	тыс. кВт·ч/год	94217	94217	94217	94217	94217	94217

Результаты расчетов показали, что перевод Фрунзенской и Зареченской районных котельных на когенерационный цикл позволяет обеспечить

суммарную выработку энергии 162172 тыс. кВт·ч в год при мощности от 5,0 МВт до 33,2 МВт.

Энергетические установки, предлагаемые на Фрунзенской и Зареченской котельных, могут осуществлять электроснабжение промышленных потребителей в изолированной от энергосистемы схеме или работать параллельно с энергосистемой, выдавая мощность через существующие электрические сети. Схемы выдачи мощности когенерационных установок должны определяться при конкретном проектировании.

3.19. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу

К возобновляемым источникам энергии относятся:

солнечное излучение (гелиоэнергетика);

энергия ветра (ветроэнергетика);

энергия рек и водотоков (гидроэнергетика);

энергия приливов и отливов;

энергия волн;

геотермальная энергия;

рассеянная тепловая энергия: тепло воздуха, воды, океанов, морей и водоемов;

энергия биомассы.

В настоящее время в нашей стране активно развивается направление возобновляемых источников энергии в части установки ветряных и солнечных электростанций. Однако, поскольку развитие данного вида электроэнергетики напрямую связано с климатическими особенностями региона размещения, то на территории нашей страны основными районами с использованием ВЭС и СЭС являются преимущественно южные регионы (Ростовская область, Краснодарский край, Ставропольский край, Алтайский край и др.)

Развитие энергетики на основе использования солнечной энергии в энергосистеме Тульской области затруднительно и осложняется следующими факторами:

1) погодозависимость установок. В облачную погоду выработка снижается до 5-20% по сравнению с безоблачной солнечной погодой. Сложность использования, связанная с большим количеством осадков, в

частности снега (в среднем 187 мм в период ноябрь-март). Низкая среднесуточная выработка электроэнергии в зимнее время;

2) среднее количество солнечных дней в году составляет 109, облачных дней – 78 дней;

3) недостаточный гелиопотенциал, вызванный невысокими удельными мощностями солнечного излучения в средней полосе России. Значение суммарной солнечной радиации в кВт·ч/м² (прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе приведено в таблице 3.30. При анализе геопотенциала взято значение широты 52 град. с.ш. (территория Тульской области расположена между 53 град. с.ш. и 54 град. с.ш.);

Таблица 3.30. Значение суммарной солнечной радиации, кВт·ч/м²

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Широта, 52 град.с.ш.	46	75	147	188	236	244	245	200	150	96	54	35	1716

Факторами, затрудняющими применение ветроэнергетики в энергосистеме Тульской области, являются:

1) недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра составляет 2,3 м/с или 8,3 км/ч. В холодное время года скорость ветра выше. Самым ветреным месяцем является декабрь. При такой скорости ветра ветрогенератор вырабатывает около 30% от своей номинальной мощности. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула приведены в таблице 3.31;

2) необходимость монтажа ветрогенератора на высоте не менее 25 м от земли, поскольку жилая застройка и лес значительно снижают скорость ветра, стоимость монтажа во много раз превышает стоимость самого ветрогенератора.

Таблица 3.31. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула, м/с

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Скорость ветра (м/с)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	2,1	1,9	1,8	2	2,4	2,5	2,6	2,3

Проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы ввод генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Тульской области не предполагается.

4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы», Указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года в ПАО «Россети» принята концепция «Цифровая трансформация 2030».

Цель цифровой трансформации заключается в изменении логики процессов и переходу компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа массивов данных. Задачи цифровой трансформации в электросетевом комплексе:

- 1) обеспечение готовности электросетевого комплекса к новым технологическим вызовам и потребностям потребителей;
- 2) улучшение характеристик надежности и эффективности электроснабжения потребителей;
- 3) повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- 4) адаптивность электросетевого комплекса к новым задачам и вызовам;
- 5) адаптивность людей и развитие кадрового потенциала и новых компетенций;
- 6) внедрение системы поддержки принятия решений на всех уровнях управления компании на базе аналитики, том числе с обработкой больших данных;
- 7) диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов (устойчивость функционирования компании).

В основе цифровой трансформации лежит совершенствование единой технической политики компании с учетом необходимых изменений технологических и корпоративных процессов и разработки новых стандартов организации. Вышеуказанные изменения должны базироваться на онтологической модели деятельности, формирование которой позволит

создать и реализовать вышеуказанные задачи с учетом требований сетевидного подхода. Основными вызовами для перехода к цифровой трансформации являются:

- 1) сокращение темпов роста тарифов для конечного потребителя;
- 2) нарастающий износ сетевой инфраструктуры;
- 3) наличие избыточного сетевого строительства.

Мероприятия по цифровизации на территории Тульской области предполагают прежде всего развитие электросетевого комплекса филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», включающего в себя:

- 1) цифровизацию распределительных электрических сетей 6-0,4 кВ;
- 2) цифровизацию объектов 110-35 кВ;
- 3) формирование современных средств управления сетью, цифровых каналов телемеханики и связи.

Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская

Создание цифровой подстанции 110 кВ выполняется в рамках модернизации подстанции ПС 110 кВ Заокская, расположенной в Заокском районе Тульской области, в части реконструкции существующей системы АСУТП (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, оборудование с применением протокола МЭК 61850), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети.

ПС 110 кВ Заокская находится в эксплуатации с 1986 г., состоит из ОРУ 110 кВ (схема 110-4Н), ОРУ 35 кВ (схема 35-4Н), КРУН 10 кВ. ПС питается по двум ВЛ 110 кВ со стороны Калужской энергосистемы (ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево) и имеет стратегически важное значение для обеспечения электрической энергией потребителей Заокского района Тульской области, являясь основным центром питания. Данная ПС является закрытым центром питания, что не позволяет осуществить технологическое присоединение к сетям филиала «Тулэнерго» в Заокском районе. ПС находится в зоне активной застройки. Реконструкция ПС Заокская позволит увеличить надёжность и устойчивость энергоснабжения существующих потребителей и создаст возможности для присоединения новых.

Цифровизация сетей энергосистемы Тульской области

В рамках развития цифровизации сетей энергосистемы Тульской области в качестве пилотного проекта выбран Ясногорский РЭС, предполагающий следующие мероприятия и сроки реализации:

1) 2020 год: реконструкция шести РП, монтаж 44 реклоузеров, 26 управляемых разъединителей в комплекте с ИКЗ, строительство и реконструкция ВЛ 6(10) кВ протяженностью 22,795 км;

2) 2021 год: реконструкция 12 РП, строительство и реконструкция ВЛ 6(10) кВ протяженностью 8,9 км.

В период до 2025 года в Тульской области предполагается реализовать начальный этап перехода к цифровым интеллектуальным сетям, в рамках которого планируется оснастить значительное количество абонентов интеллектуальными приборами учета.

До 2025 года в филиале «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» предполагается сформировать четыре цифровых РЭС, а также пять цифровых ПС 35-110 кВ. Условная карта цифровизации филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Карта цифровизации филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

№	Описание мероприятия	Срок реализации проекта	Срок завершения проекта	Затраты, млн руб.	Ежегодный эффект, млн руб.	Общие затраты, млн руб. (без НДС)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Организация цифровой радиосвязи филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»(1,4*)	2019-2025	2025	249,0457	9,278	249,0457
2.	Реконструкция ЦУС (1,2,5,6)	2019-2021	2021	786,017755	39,062	786,017755
3.	Цифровизация Ясногорского РЭС (1,2,3,4)	2018-2021	2021	626,908	69,656	1487,965
4.	Цифровизация Воловского РЭС (1,2,3,4)	2018-2021		130,686	21,781	
5.	Цифровизация Суворовского РЭС (1,2,3,4)	2019-2021		137,699	22,950	
6.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская (1,2,3,4)	2018-2021		414,263	59,180	
7.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Угольная (1,2,3,4)	2020-2021		178,409	32,186	
8.	Создание цифровой подстанции 35 кВ Львово (1,2,3,4)	2022	2022	31,200	5,273	117,000
9.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Ефремов (1,2,3,4)	2022		85,800	15,802	
10.	Создание цифровой подстанции 35 кВ Гранки (1,2,3,4)	2023	2023	59,400	21,866	59,400
11.	Цифровизация Веневского РЭС (1,2,3,4)	2018-2024	2024	294,727	14,878	881,001
12.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Щегловская» (1,2,3,4)	2018-2024		586,274	44,786	
13.	Цифровизация Алексинского РЭС (1,2,3,4)	2023-2025	2025	179,915	12,680	934,055
14.	Создание цифровой подстанции 35 кВ Ненашево (1,2,3,4)	2017-2025		449,61	221,256	
15.	Создание цифровой 35 кВ Хрипково (1,2,3,4)	2022-2025		304,53	131,700	
16.	Цифровизация Чернского РЭС (1,2,3,4)	2026-2026	2026	457,541	28,995	1045,837

1	2	3	4	5	6	7
17.	Цифровизация Ленинского РЭС (1,2,3,4)	2025-2026		502,851	31,866	
18.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Венев (1,2,3,4)	2025-2026		85,445	35,176	
19.	Цифровизация Ефремовского РЭС (1,2,3,4)	2026-2027	2027	336,590	21,340	1150,227
20.	Цифровизация Новомосковского РЭС (1,2,3,4)	2026-2027		406,197	25,741	
21.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Пролетарская (1,2,3,4)	2026-2027		407,440	162,976	
22.	Цифровизация Богородицкого РЭС (1,2,3,4)	2027-2028	2028	339,515	21,516	962,712
23.	Цифровизация Киреевского РЭС (1,2,3,4)	2026-2027		353,197	22,383	
24.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Сокольники (1,2,3,4)	2027-2028		270,000	108,000	
25.	Цифровизация Щекинского РЭС (1,2,3,4)	2028-2029	2029	205,108	12,998	984,260
26.	Цифровизация Белевского РЭС (1,2,3,4)	2028		312,152	19,782	
27.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Рудаково (1,2,3,4)	2028-2029		467,000	186,800	
28.	Цифровизация Кимовского РЭС (1,2,3,4)	2029-2030	2030	256,094	16,229	731,094
29.	Создание цифровой подстанции 110 кВ Подземгаз (1,2,3,4)	2029-2030		475,000	190,000	

*Направления цифровизации в соответствии «Концепцией цифровизации ПАО «Россети»:

- 1) обеспечение готовности электросетевого комплекса к новым технологическим вызовам и потребностям потребителей;
- 2) улучшение характеристик надежности и эффективности электроснабжения потребителей;
- 3) повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- 4) адаптивность электросетевого комплекса к новым задачам и вызовам;
- 5) адаптивность людей и развитие кадрового потенциала и новых компетенций;
- 6) внедрение системы поддержки принятия решений на всех уровнях управления компании на базе аналитики, том числе с обработкой больших данных.

5. Схема развития электроэнергетики Тульской области

Схема развития электроэнергетики Тульской области включает в себя:

- 1) карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 6);
- 2) карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 7);
- 3) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 8);
- 4) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 9).

6. Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
В	Выключатель
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
Вт	Ватт
Гкал/ч	Гигакалория в час
ГРЭС	Государственная районная электрическая станция
ГТУ	Газотурбинная установка
Гц	Герц
ДДТН	Длительно-допустимая токовая нагрузка
ДПМ	Договор о предоставлении мощности
ДТП	Договор на технологическое присоединение
ЕНЭС	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	Единая энергетическая система
ИКЗ	Индикатор короткого замыкания
ИЖС	Индивидуальное жилищное строительство
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи

кВт·ч	Киловатт-час
КДО	Коэффициент деформации опор
КДП	Коэффициент деформации провода
КЗ	Короткозамыкатель
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КОМ	Конкурентный отбор мощности
КРУН	Комплектное распределительное устройство наружной установки
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
КЭС	Конденсационная электростанция
ЛЭП	Линия электропередачи
МВ	Масляный выключатель
МВА	Мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВР	Генерирующий объект, мощность которого поставляется в вынужденном режиме
МВт	Мегаватт
МВт/ч	Мегаватт в час
МКД	Многоквартирные дома
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания
МЭК	Международная энергетическая комиссия
ОД	Отделитель
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	Отпайка (отпайки) линии электропередачи
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПА	Противоаварийная автоматика
ПВС	Паровоздуходувная станция
ПГУ	Парогазовая установка
ПМЭС	Предприятие магистральных сетей
ПС	Электрическая подстанция
ПТУ	Паротурбинная установка
РАС	Система регистрации аварийных событий
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РЗА	Релейная защита и электроавтоматика
РП	Распределительный пункт
РПН	Переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РТП	Распределительная трансформаторная подстанция
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности
СТО	Стандарт организации
СШ	Система шин
т/ч	Тонна в час
ТГ	Турбогенератор

ТН	Трансформатор напряжения
ТП	Технологическое присоединение
ТСО	Территориальная сетевая организация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Технические условия
тут	Тонна условного топлива
ТЭ	Тепловая энергия
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВС	Теплоэлектроцентраль – паровоздуходувная станция
ШР	Шунтирующий реактор
ЦУС	Центр управления сетями
ЭВ	Элегазовый выключатель

Приложение № 1
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2021-2025 годы

ПЕРЕЧЕНЬ

существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2025 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области

Объекты	Вид топлива	2020 год			2021 год			2022 год			2023 год			2024 год			2025 год		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
В соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал "Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина" АО "Интер РАО - Электрогенерация"	уголь	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
		1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
Итого по станции		2		450	2		450	2		450	2		450	2		450	2		450
Щекинская ГРЭС, Тульская область, г. Советск, ООО "Щекинская ГРЭС"	газ	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200
		2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200
Итого по станции		2		400	2		400	2		400	2		400	2		400	2		400
Алексинская ТЭЦ,		1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Тульская область, г. Алексин, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	T-50- 90/1,5	29	1	T-50-90/1,5	29	1	T-50-90/1,5	29	1	T-50-90/1,5	29	1	T-50- 90/1,5	29	1	50-90/1,5	29			
		1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805			
		1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684			
		1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5			
Итого по станции		5		156,989	5		156,989	5		156,989	5		156,989	5		156,989	5		156,989			
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г. Ефремов, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	ПТ-25- 90/10	25	1	ПТ-25- 90/10	25															
		1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60			
		1	P-50- 130/13	50	1	P-50- 130/13	50	1	P-50-130/13	50	1	P-50- 130/13	50	1	P-50- 130/13	50	1	P-50- 130/13	50			
Итого по станции		3		135	3		135	2		110	2		110	2		110	2		110			
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	P-14- 90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14- 90/31	14			
		1	P-32- 90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32												
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75
		1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	4		233,65	3		201,65	3		201,65	3		201,65			
Всего по филиалу ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		12		525,639	12		525,639	11		500,639	10		468,639	10		468,639	10		468,639			
ТЭЦ-ПВС ПАО "Тулачермет", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25- 90/10M	25	1	ПТ-25- 90/10M	25	1	ПТ-25- 90/10M	25	1	ПТ-25- 90/10M	25	1	ПТ-25- 90/10M	25	1	ПТ-25- 90/10M	25			
		1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6- 35/10	6			
		1	P-10,5- 90/31	10,5	1	P-10,5- 90/31	10,5	1	P-10,5-90/31	10,5	1	P-10,5- 90/31	10,5	1	P-10,5- 90/31	10,5	1	P-10,5- 90/31	10,5			
		1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60			
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТЭЦ-ПВС ПАО "Косогорский металлургический завод", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12
		1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12
Итого по станции		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2		24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Первомайская ТЭЦ ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Щекино	газ	2	П-25- 29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25- 29/13	25	2	П-25- 29/13	25
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Ефремов	газ	1	П-6- 35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6- 35/5М	6
Итого по станции		1		6	1		6	1		6	1		6	1		6	1		6
Итого по станциям ОАО "Щекиноазот"		6		111	6		111	6		111	6		111	6		111	6		111
Всего по станциям промышленных предприятий		12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5
ВСЕГО		28		1612,139	28		1612,14	27		1587,14	26		1555,14	26		1555,14	26		1555,14
В соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал "Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жирина" АО "Интер РАО - Электрогенерация"	уголь	1	К-225- 12,8-4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225- 12,8-4р	225	1	К-225- 12,8-4р	225
		1	К-225- 12,8-4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225-12,8- 4р	225	1	К-225- 12,8-4р	225	1	К-225- 12,8-4р	225
Итого по станции		2		450	2		450	2		450	2		450	2		450	2		450
Щекинская ГРЭС, Тульская область, г. Советск, ООО "Щекинская ГРЭС"	газ	1	К-200- 130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200- 130	200
		1	К-200- 130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200- 130	200
Итого по станции		2		400	2		400	2		400	2		400	2		400	2		400

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Алексинская ТЭЦ, Тульская область, г. Алексин, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	ПП-12- 90/15	12	1	ПП-12- 90/15	12															
		1	Т-29- 90/1,5	29	1	Т-29-90/1,5	29															
		1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805	1	SGT-800	45,805
		1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684	1	SGT-800	46,684
		1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5	1	SST-400	23,5
Итого по станции		5		156,989	5		156,989	3		115,989	3		115,989	3		115,989	3		115,989	3		
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г. Ефремов, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	ПП-25- 90/10	25	1	ПП-25- 90/10	25	1	ПП-25-90/10	25	1	ПП-25- 90/10	25	1	ПП-25- 90/10	25	1	ПП-25- 90/10	25			
		1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60			
		1	Р-50- 130/13	32	1	Р-50- 130/13	32	1	Р-50-130/13	32	1	Р-50- 130/13	32	1	Р-50- 130/13	32	1	Р-50- 130/13	32			
Итого по станции		3		117	3		117	3		117	3		117	3		117	3		117			
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	Р-14- 90/31	14	1	Р-14-90/31	14															
		1	Р-32- 90/13	32	1	Р-32-90/13	32															
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65			
Всего по филиалу ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		12		507,639	12		507,639	8		420,639	8		420,639	8		420,639	8		420,639			
ТЭЦ-ПВС ПАО "Тулачермет", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25			
		1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6			
		1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5-90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5			
		1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60			
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТЭЦ-ПВС ПАО "Косогорский металлургический завод", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12
		1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12
Итого по станции		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2		24
Первомайская ТЭЦ ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Щекино	газ	2	П-25- 29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25- 29/13	25	2	П-25- 29/13	25
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Ефремов	газ	1	П-6- 35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6- 35/5М	6
Итого по станции		1		6	1		6	1		6	1		6	1		6	1		6
Итого по станциям ОАО "Щекиноазот"		6		111	6		111	6		111	6		111	6		111	6		111
Всего по станциям промышленных предприятий		12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5
ВСЕГО		28		1594,139	28		1594,14	24		1507,14	24		1507,14	24		1507,14	24		1507,14

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2021-2025 годы

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
1	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС-Михайловская	участок ВЛ	5хАС 400/51	1987	2015	217,71	2475	761,8
2	ВЛ 500 кВ Михайлов-Чагино с отпайкой	участок ВЛ	5хАС 300/66	1959		59,50	1960	0,0
	ИТОГО ВЛ 500 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"					277,21		
1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1946		60,28	825	452,9
2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1938		56,17	825	248,5
3	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ока	Участок ВЛ	АС 400/93	1949	2014, 2015	9,70	860	166,4
4	ВЛ 220 кВ Шипово - Ока	Участок ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1954		5,90	825	8,3
5	ВЛ 220 кВ Приокская - Бугры	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	2012 /2017	29,56	825	220,3
6	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	ВЛ	АС 400/64	1959	2007	37,04	860	438,8
7	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Электрон	ВЛ	АС 400/51	1957	2012, 2014, 2015, 2017	13,20	825	48,5
8	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник	ВЛ	АС 400/51, Lamifil ACCC Brussels 430	2013	2014, 2015	10,47	825	41,1
9	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита	ВЛ	АС 400/51	2010		10,47	825	146,7
10	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1959	2012, 2014, 2015, 2017	28,85	825	212,0
11	КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Цементная	Участок КВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1957	2012, 2014, 2015, 2017	30,75	825	370,3
12	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1973, 2016, 2017	39,03	825	444,2
13	ВЛ 220 кВ Бегицево - Звезда	ВЛ	АС 300/39	1982	2013	73,92	710	104,0
14	ВЛ 220 кВ Бегицево - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965	2015	24,89	825	365,2
15	ВЛ 220 кВ Гипсовая - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1985		24,40	825	341,5
16	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	ВЛ	АС 400/51	1965		4,12	825	364,3
17	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ	АС 400/51	1991		14,90	825	300,4
18	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ	АС 500/64	1973		5,48	945	475,9
19	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1992	55,40	825	145,1
20	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1973, 2014, 2017	30,40	825	89,4
21	ВЛ 220 кВ Тула - Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1981		12,40	945	160,5
22	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	ВЛ	АС 400/93, АС 400/64	1954	2014, 2015	37,75	825	390,6
23	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Миценск	Участок ВЛ	АС 500/64	1958		50,41	945	171,2
24	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегицево с отпайкой на блок 1	ВЛ	АС 400/64	1961	2011, 2017	49,16	825	156,4
25	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1966		59,30	945	102,5

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А	
26	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1951	2014, 2016	40,20	825	28,9	
27	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №1 с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	2015	24,79	825	73,2	
28	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951		24,73	825	70,6	
29	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64	1960	2014, 2015	78,61	825	565,4	
30	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Станы	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	2013, 2014, 2017	27,66	825	184,6	
31	ВЛ 220 кВ Станы - Шипово	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	2013	18,61	825	117,2	
	ИТОГО ВЛ 220 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"						988,55		
1	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 2		АС-150	1 960	1 979	2,28			
2	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная № 1 с отпайкой на ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1 961		3,31	380	29,0	
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 980		10,90	445	2,0	
3	Участок ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 941	2 011	11,40	380	127,0	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 997		3,90	380		
		Участок ЛЭП	АС-185	1 997		0,90			
4	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Мышега	ЛЭП	АС-120	1 952		5,30	380	72,0	
5	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная I	ЛЭП	АС-150	1 976		15,10	445	20,0	
6	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная II	ЛЭП	АС-150	1 976		15,10	445	30,0	
7	ВЛ 110 кВ Бегичево - Партизан	ЛЭП	АС-150	1 948		21,83	445	77,0	
8	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ЛЭП	АС-150	1 956		25,85	380	89,0	
	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ЛЭП	АС-150	1 956	1 989	5,70	445	88,0	
9	ВЛ 110 кВ Виленки-Гремячее	Участок ЛЭП	АС-120	1 956		12,33	380	60,0	
10	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		26,09	380	78,0	
	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		6,78	380		
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 967		3,40	380		
11	ВЛ 110 кВ Доробино - Волово	ЛЭП	АС-95	1 978		27,80	330	6,0	
12	ВЛ 110 кВ Временная	ЛЭП	АС-120	1 980		11,96			
13	ВЛ 110 кВ Гремячее - Савино	ЛЭП	АС-120	1 998		9,33	380	50,0	
14	ВЛ 110 кВ Грызлово - Венев	ЛЭП	АС-150	1 993		31,90	445	156,0	
15	ВЛ 110 кВ Донская - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1 940		7,40	380	92,0	
16	ВЛ 110 кВ Донская - Угольная	ЛЭП	АС-120	1 940		7,66	380	100,0	
17	ВЛ 110 кВ Дубна - Лужное	ЛЭП	АС-150	1 986	2 014	16,63	445	89,0	
18	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-150	1 964		2,34	445	29,0	
19	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 3	ЛЭП	АС-240	1 979		1,65	610	41,0	
20	ВЛ 110 кВ Ефремовская IV (недейств.)	ЛЭП	АС-240	1 979		1,47	610		
21	ВЛ 110 кВ Заречье 1	ЛЭП	АС-120	1 967		3,50	380	21,0	
22	ВЛ 110 кВ Заречье 2	ЛЭП	АС-120	1 967		3,50	380	21,0	
23	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		26,09	380	46,0	
		Участок ЛЭП	АС-120	1 960	1979;2012	50,03	380		
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 967		3,40	380		
		отпайка ЛЭП	АС-150	2 012	2 012	3,90	445		
24	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой Турдей	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	49,21	380	32,0	
		отпайка ЛЭП	АС-150	2 012	2 012	3,90	445		
25	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	16,60	380	44,0	

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
26	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 2	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	16,60	380	43,0
27	ВЛ 110 кВ Звезда - Каменка	ЛЭП	АС-120	1 993		32,55	380	20,0
28	ВЛ 110 кВ Звезда - Самарская	ЛЭП	АС-120	1 983		50,78	380	23,0
29	ВЛ 110 кВ Звезда - Черёмушки	ЛЭП	АС-120	1 990		27,77	380	9,0
30	ВЛ 110 кВ Zubovo - Горлово	ЛЭП	АС-120	1 953		24,69	380	46,0
31	ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС-Мордвес с отпайкой на ПС Новоселки	Участок ЛЭП	АС-150	1 933		3,40	445	47,0
32	ВЛ 110 кВ Керамик - Угольная	ЛЭП	АС-185	1 963		3,34	510	96,0
33	ВЛ 110 кВ Кировская - Металлургическая с отпайкой Криволучье 2	ЛЭП	АС-120	1 940	2 007	12,70	380	106,0
34	ВЛ 110 кВ Кировская-Октябрьская	ЛЭП	АС-120	1 938	2 012	15,20	380	86,0
35	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой на ПС Ломинцево	ЛЭП	АС-120	1 965	1 989	13,15	380	221,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965	1 989	0,30	380	
36	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная № 2 с отпайкой на ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1 961		3,30	380	10,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 980		10,89	445	
37	Участок ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	ЛЭП	АС-120	1 980	1 998	14,60	380	68,0
38	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	отпайка ЛЭП	АС-70	1 980	1 998	11,70	265	
39	ВЛ 110 кВ КПД II	ЛЭП	АС-120	1 979		6,30	380	13,0
40	ВЛ 110 кВ КПД I	ЛЭП		1 979		6,30	380	12,0
41	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	ЛЭП	АС-120	1 957		22,00	380	55,0
42	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 1	ЛЭП	АС-150	1 982		15,50	445	9,0
43	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 2	ЛЭП	АС-150	1 982		15,50	445	12,0
44	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 975		24,70	445	93,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 960		1,00	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	2 008		0,80	380	
45	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская № 2 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 975		24,50	445	96,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		5,90	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 984		2,60	380	
46	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	ЛЭП	АС-150	1 960		24,20	445	94,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 979		0,20	445	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979		4,70	380	
47	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ЛЭП	АС-150	1 977		17,50	445	67,0
48	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ЛЭП	АС-150	1 938		3,60	445	22,0
49	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками	ЛЭП	АС-185	1 974		21,20	510	97,0
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 974		1,70	510	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 987		1,30	380	
50	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой Барсуки 1	ЛЭП	АС-150	1 960		18,60	445	55,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 979		0,20	445	
51	ВЛ 110 кВ Ленинская - Фрунзенская	ЛЭП	АС-185	1 974		21,20	510	135,0
52	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 960		25,60	445	57,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 984		2,60	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 972		5,90	380	
53	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская № 2 с отпайкой на ПС Баташовская	ЛЭП	АС-150	1 960		25,60	445	49,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 960		1,00	380	
54	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1 977		39,80	445	69,0
55	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	ЛЭП	АС-150	1 986		4,70	445	59,0
		Участок линии электропередач	АС-185	2 010		24,60	510	
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982	2 010	3,70	445	
56	ВЛ 110 кВ Люторичи - Епифань	ЛЭП	АС-95	1 990		16,60	330	2,0
57	ВЛ 110 кВ Люторичи - Задонье	ЛЭП	АС-120	1 971		20,25	380	63,0

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
58	ВЛ 110 кВ Люторичи - Zubovo	ЛЭП	АС-120	1 971		31,69	380	37,0
59	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 1 с отпайкой Временная	ЛЭП	АС-150	1 989		16,30	445	35,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 989		0,40	380	
60	ВЛ 110 кВ Мордвес - Вeneв	ЛЭП	АС-150	1 933		26,77	445	79,0
61	ВЛ 110 кВ Миценск - Плавск с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 957		30,40	380	26,0
		ЛЭП	АС-120	1 957		30,40	380	
62	ВЛ 110 кВ Мышега - Шипово	ЛЭП	АС-120	1 952	1 989	4,40	380	35,0
63	ВЛ 110 кВ Никулинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1 977		25,90	445	57,0
64	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Грызлово с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-150	1 933		17,82	445	192,0
65	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Задонье с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 954		15,31	380	170,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 954		1,83	380	
66	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Керамик с отпайкой на ПС СМС	ЛЭП	АС-185	1 963		14,57	510	148,0
67	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	2,20	610	0,0
68	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	9,20	610	0,0
69	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Сокольники с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-120	1 956		26,28	380	60,0
70	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Угольная с отпайкой на ПС Залесная	ЛЭП	АС-185	1 963		17,91	510	146,0
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 971		4,24	380	
71	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка I с отпайкой Гипсовая	ЛЭП	АС-150	1 961		6,32	445	1,0
72	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка II с отпайкой Гипсовая	ЛЭП	АС-150	1 961		6,32	445	62,0
73	ВЛ 110 кВ Новомосковск-Кислородная	ЛЭП	АС-150	1 961		2,30	445	11,0
74	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая	ЛЭП	АС-185	1 940	2 007	2,50	510	149,0
75	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	ЛЭП	АС-120	1 938	2 010	14,70	380	40,0
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 974		1,70	510	
76	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой на ПС Шатск	Участок ЛЭП	АС-120	1 962		4,10	380	31,0
		Участок ЛЭП	АС-150	1 938	2 010	8,70	445	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 957	1 993	2,20	380	
77	ВЛ 110 кВ Оболенская - Северная	ЛЭП	АС-120	1 962		11,59	380	43,0
78	ВЛ 110 кВ Первомайская - Западная	ЛЭП	АС-240	1 960		2,70	610	0,0
		ЛЭП	АС-120	1 982		7,50	380	29,0
79	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская	ЛЭП	АС-120	1 982		7,50	380	24,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 985		0,70	380	
80	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская	ЛЭП	АС-120	1 982		7,50	380	24,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 985		0,70	445	
81	ВЛ 110 кВ Первомайская- КС-9	ЛЭП	АС-185	1 960		2,40	510	9,0
82	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой Смычка 1	ЛЭП	АС-185	1 957		22,60	380	42,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		3,20	380	
83	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ЛЭП	АС-120	1 957		38,30	380	55,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		3,20	380	
84	ВЛ 110 кВ Прессовая - 1	ЛЭП	АС-120	1 977		0,10	380	26,0
85	ВЛ 110 кВ Прессовая - 2	ЛЭП	АС-120	1 977		0,10	380	0,0
86	Участок ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой Яковлево 1	ЛЭП	АС-120	1 980		14,78	380	55,0
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 980		10,50	265	
87	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1 938	1 969	16,00	380	223,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 969	0,20	380	
88	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1 938		36,30	380	175,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 969	2,30	380	
89	ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	ЛЭП	АС-120	1 929	1 996	26,20	380	95,0

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
90	ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново	ЛЭП	АС-120	1 960		5,80	380	5,0
91	ВЛ 110 кВ Реякино - Кировская с отпайкой на ПС Медвенка	ЛЭП	АС-150	1 957	1 999	21,70	445	38,0
92	ВЛ 110 кВ Реякино - Ясногорск	ЛЭП	АС-120	1 957	2 001	21,80	380	29,0
93	ВЛ 110 кВ Савино - Сокольники	ЛЭП	АС-120	1 963		18,20	380	45,0
94	ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	8,20	610	0,0
95	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой КС-2	ЛЭП	АС-120	1 982		11,80	380	13,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 988		14,90	380	
96	ВЛ 110 кВ Смычка – Доробино	ЛЭП	АС-120	1 993		42,30	380	9,0
97	Участок ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой Безово	ЛЭП	АС-150	1 956		11,62	445	128,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	2 017		7,15	380	
98	ВЛ 110 кВ Ушатово - Суворов	ЛЭП	АС-185	1 987		8,50	510	117,0
99	Участок ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1 974		26,86	510	38,0
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 974		2,20	265	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974		5,20	380	
100	ВЛ 110 кВ Технологическая I	ЛЭП	АС-95	1 981		6,01	330	2,0
101	ВЛ 110 кВ Технологическая II	ЛЭП	АС-95	1 981		6,01	330	5,0
102	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 1	ЛЭП	АС-120	1 973		8,40	380	5,0
103	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 2	ЛЭП	АС-120	1 973		8,40	380	0,0
104	ВЛ 110 кВ Труново - Советская	ЛЭП	АС-120	1 956		21,10	380	49,0
105	Участок ВЛ 110 кВ Тула - Восточная с отпайкой на ПС Рудаково	ЛЭП	АС-120	1 951		8,07	380	31,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982		0,90	445	
106	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 960		16,40	380	98,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,60	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979		4,50	380	
107	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная	ЛЭП	АС-120	1 960		16,40	380	140,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,60	380	
108	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 1	ЛЭП	АС-185	2 010		6,10	510	147,0
109	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 2	ЛЭП	АС-185	2 010		6,10	510	143,0
110	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 1	ЛЭП	АС-120	1 975		2,10	380	38,0
111	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 951		8,75	380	30,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982		0,90	445	0,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965		9,06	380	
112	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод II	ЛЭП	АС-95	1 962		7,73	330	0,0
113	ВЛ 110 кВ Узловая - Партизан	ЛЭП	АС-150	1 948		14,98	445	46,0
114	ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	ЛЭП	АС-150	1 948		14,59	445	166,0
115	ВЛ 110 кВ Узловая- Машзавод I	ЛЭП	АС-95	1 962		7,73	330	2,0
116	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	ЛЭП	АС-120	1 954		21,80	380	26,0
117	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой Казановка	ЛЭП	АС-95	1 990		10,98	330	23,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 996		8,73	380	
118	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1 954		15,80	380	0,0
119	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомыжская 1 с отпайками Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1 981		55,80	380	13,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,40	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,70	380	
120	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомыжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1 981		55,80	380	25,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,40	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,70	380	
121	ВЛ 110 кВ Ушатово – Дубна	ЛЭП	АС-150	1 992		36,20	445	116,0
122	ВЛ 110 кВ Ушатово – Точмаш 1	ЛЭП	АС-120	1 984		1,20	380	0,0
123	ВЛ 110 кВ Ушатово – Точмаш 2	ЛЭП	АС-120	1 984		1,20	380	2,0
124	Участок ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1 974	2 017	35,31	510	51,0
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 974		2,20	265	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974		5,20	380	
125	ВЛ 110 кВ Химическая - Грызлово	ЛЭП	АС-120	1 959		2,60	380	0,0
126	ВЛ 110 кВ Химическая - Кислородная	ЛЭП	АС-150	1 959		10,79	445	8,0
127	ВЛ 110 кВ Чернь – Клен 1 с	ЛЭП	АС-120	1 963		20,10	380	28,0

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
	отпайкой Кальна, Тургеневская 1	отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,00	330	
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,30	330	
128	ВЛ 110 кВ Чернь – Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	ЛЭП	АС-120	1 963		20,10	380	21,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,30	330	
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,00	330	
129	ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ЛЭП	АС-240	1 994		31,20	610	12,0
130	Участок ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	ЛЭП	АС-120	1 957		17,32	380	28,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 957		3,40	330	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 957		3,40	380	
131	Участок ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	ЛЭП	АС-120	1 977		17,26	380	26,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 977		3,40	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 977		3,30	330	
132	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	ЛЭП	АС-150	1 990		15,20	445	3,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 990		0,10	445	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 990		1,20	380	
133	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой Крушма 2	ЛЭП	АС-150	1 990		15,20	445	0,0
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 990		0,20	445	
134	Участок ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой Средняя 1	ЛЭП	АС-150	1 952	2 010	3,70	445	61,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 982		1,50	380	
135	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки	ЛЭП	АС-120	1 931	1 993	15,50	380	25,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 993	0,70	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974	1 993	1,40	380	
136	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Щегловская с отпайкой на ПС Криволучье	ЛЭП	АС-185	1 981	2 007	8,70	510	68,0
137	ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	ЛЭП	АС-120	1 974		2,40	380	7,0
138	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Кирпичная	ЛЭП	АС-120	1 951	1 994	8,50	380	207,0
139	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой Огаревка 1	ЛЭП	АС-120	1 963		8,40	380	38,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 983		7,60	330	
140	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой Огаревка 2	ЛЭП	АС-120	1 963		8,40	380	39,0
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 983		7,60	330	
141	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 1	ЛЭП	АС-240	1 961		14,10	610	39,0
142	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 2	ЛЭП	АС-240	1 961		14,10	610	40,0
143	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Советская	ЛЭП	АС-150	1 956		0,70	445	44,0
144	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой на П Ломинцево 1	ЛЭП	АС-120	1 951	1 994	21,37	380	46,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965	1 994	0,30	380	
145	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Западная	ЛЭП	АС-185	1 961		5,10	510	2,0
146	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-2	ЛЭП	АС-120	1 988		31,09	380	5,0
147	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-9	ЛЭП	АС-185	1 961		5,44	510	14,0
148	КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная	Участок ЛЭП	АС-150	2 013		7,13	445	90,0
149	КВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 2 с отпайкой Стечкин	ЛЭП	АС-150	1 989		16,30	445	16,0
		отпайка ЛЭП	кабель	2 009		3,03		
150	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	ЛЭП	АС-120	1 954		10,28	380	80,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 962		2,00	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,20	380	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85		

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
151	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	ЛЭП	АС-120	1 951		7,60	380	52,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 962		2,20	380	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85		
		отпайка ЛЭП	кабель	2 012		1,40		
152	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	ЛЭП	АС-150	1 963		13,90	445	115,0
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,20	380	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85		
153	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой Стечкин	ЛЭП	АС-120	1 975		2,10	380	31,0
		отпайка ЛЭП	кабель	2 010		4,88		
154	КВЛ 110 кВ Тула – Щегловская с отпайкой на ПС Центральная	ЛЭП	АС-150	1 963		11,90	445	98,0
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85		
		отпайка ЛЭП	кабель	2 012		1,40		
	Итого ЛЭП 110 кВ филиала "Тулэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"					2 728,56		
1	ВЛ 110 кВ Узловая - Пластик с отпайкой	ВЛ	АС-185	1 966	2 009	16,33	510	40,2
2	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 1 с отп.	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	16,29	390	28,5
3	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 2	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	9,20	390	17,5
	Итого ЛЭП 110 кВ ООО "Энергосеть"					41,82		

Приложение № 3
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2021–2025 годы

**Основные характеристики электрических подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Тульской области
(по филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС)**

№ п/п	Подстанция	№ трансформатора	Дата максимума нагрузки	Год ввода в эксплуатацию	Тип РНТ и режим работы: автомат/ручной/выведен	Номинальная мощность трансформатора $S_{тр\ ном}$, МВА	Нагрузка трансформатора на дату максимума нагрузки			Величина загрузки трансформатора (в%)
							S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 220 кВ Тула	АТ-1	18.12.2019	1998	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	70,11	70	4	28
		АТ-2	18.12.2019	2015	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	74,01	74	1	30
2	ПС 220 кВ Ленинская	АТ-1	18.12.2019	1972	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	73,79	66	33	37
		АТ-2	18.12.2019	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	72,01	64	33	36
3	ПС 220 кВ Яснополянская	АТ-1	18.12.2019	1974	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	34,66	25	24	28
		АТ-2	18.12.2019	1986	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	27,20	22	16	22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	18.12.2019	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	27,51	26	9	22
		АТ-2	18.12.2019	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	27,20	26	8	22
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	18.12.2019	1980	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	72,90	65,00	33,00	36
		АТ-2	18.12.2019	1966	ПБВ ±2*2,5%, ВДТ ±9*2,26%, ручной	180	0,00	0,00	0%	0
		АТ-3	18.12.2019	2019	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	75,47	64,00	40,00	38
6	ПС 220 кВ Химическая	АТ-1	18.12.2019	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	108,3	95	52	54
		АТ-2	18.12.2019	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	7,00	7	0	4
7	ПС 220 кВ Бегичево	АТ-1	18.12.2019	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	35,36	35,00	5,00	29
		АТ-2	18.12.2019	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	36,14	35,00	9,00	30
8	ПС 220 кВ Люторичи	АТ-2	18.12.2019	1983	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	27,66	6,00	27,00	22
9	ПС 220 кВ Звезда	АТ-1	18.12.2019	1981	±6*2% РПН на стороне	125	35,00	28,00	21,00	28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					СН, ручной					
10	ПС 220 кВ Шипово	АТ-2	18.12.2019	1989	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	42,15	39,00	16,00	34

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2021–2025 годы

**Основные характеристики электрических подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Тульской области
(по филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»)**

№/№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Максимальная нагрузка по замерам режимного дня за 5 года (2017-2019 гг.)	Действующие ДТТ на 01.01.2020
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/6 кВ №1 Зубово	Кимовский район д. Румянцево	1×10; 1×16	26	6,928	1,340
2	ПС 110/35/10 кВ №3 Белев	Белёвский район г. Белев ул. А Шамшиковой 81	1×15; 1×25	40	8,719	1,239
3	ПС 110/35/6 кВ №7 Угольная	Новомосковский район г. Новомосковск ул. Первомайская 85	1×40,5; 1×40	80.5	30,955	3,733
4	ПС 110/35/10 кВ №10 Одоев	Одоевский район пос. Одоев ул. Победы	2×16	32	6,342	0,878
5	ПС 110/35/6 кВ №11 Дубна	Дубенский район пос. Дубна	1×16; 1×10	26	7,462	1,581
6	ПС 110/6 кВ №13 Суворов	Суворовский район г. Суворов	1×25; 2×15	55	8,783	4,279
7	ПС 110/35/6 кВ №17 Щегловская	г. Тула ул. Щегловская	2×40	80	24,730	5,104

1	2	3	4	5	6	7
		засака 24				
8	ПС 110/35/6 кВ №20 Барсуки	Ленинский район п. Барсуки, ул. Шоссейная 24	2×25	50	13,608	6,548
9	ПС 110/6 кВ №21 Подземгаз	г. Тула ул. Скуратовская,108-б	2×16	32	10,326	2,438
10	ПС 110/6 кВ №22 Задонье	Новомосковский район г. Северо-Задонск, ул. Руднева 1	2×25	50	6,542	1,484
11	ПС 110/35/6 кВ №24 Рудаково	г. Тула ул. Скуратовская, 52-а	2×25	50	21,480	2,955
12	ПС 110/35/6 кВ №26 Липки	Киреевский район, пос. Гвардейский	2×20	40	7,508	0,599
13	ПС 110/35/6 кВ №28 Ушатово	Суворовский район, пос. Центральный	1×7,5; 1×20	27.5	2,720	0,060
14	ПС 110/35/6 кВ №31 Ломинцево	Щекинский район, д. Косое	2×16	32	2,060	3,342
15	ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово	Веневский район, пос. Грицовский	1×20; 1×25	45	4,975	9,477
16	ПС 110/35/10 кВ № 38 Венев	Внёвский район г. Венев, ул. Белова 47	2×40	80	18,319	5,560
17	ПС 110/10/6 кВ №41 Перекоп	г. Тула ул. Тимирязева 99-а	1×63; 1×60	123	36,271	10,499
18	ПС 110/35/10 кВ №44 Казановка	Кимовский район, пос. Казановка	2×10	20	3,525	0,849
19	ПС 110/35/10 кВ №46 Труново	Киреевский район, д. Стойлово	1×20; 1×25	45	8,167	7,847
20	ПС 110/6 кВ №49 Криволучье	г. Тула, ул. Епифанское шоссе 24	2×16	32	14,730	4,079
21	ПС 110/6 кВ №51 Оболенская	Киреевский район, пос. Шварцевский	2×16	32	1,826	0,255
22	ПС 110/35/6 кВ №52 Медвенка	Ленинский район, д. Медвенка	2×16	32	13,641	4,007
23	ПС 110/35/10 кВ №56 Мордвес	Веневский район, с. Дьяконово	2×10	20	7,602	2,778

1	2	3	4	5	6	7
24	ПС 110/35/10 кВ №58 Клен	Арсеньевский район, д. Гремячка	1×10; 1×16	26	3,700	0,439
25	ПС 110/6 кВ №60 Ушаково	Узловский район, д. Ушаково	1×20; 1×16	36	0,724	0,015
26	ПС 110/35/6 кВ №62 Ефремов	Ефремовский район г, Ефремов, ул. Строителей, 10	3×40	120	19,968	2,510
27	ПС 110/6 кВ №64 Кировская	г. Тула ул. Марата 53	2×40	80	7,721	0,000
28	ПС 110/35/6 кВ №68 Богородицк	Богородицкий район г. Богородицк, пер. Труда 47	2×25	50	11,981	1,255
29	ПС 110/35/6 кВ №75 Ясногорск	Ясногорский район г. Ясногорск, ул. Некрасова 21	2×63	126	37,805	17,873
30	ПС 110/35/6 кВ №76 Сокольники	Новомосковский район, г. Сокольники, ул Строительная 1	1×20; 1×16	36	8,002	1,113
31	ПС 110/35/6 кВ №77 Болоховская	Киреевский район, г. Болохово, ул. Шахтерская, 1	1×10; 1×25	35	8,066	1,356
32	ПС 110/35/6 кВ №79 Узловая	Узловский район г. Узловая, Северный городок	2×40	80	30,784	1,403
33	ПС 110/35/6 кВ №86 Малахово	Щёкинский район, д. Малахово д.133	1×20; 1×25	45	8,146	1,150
34	ПС 110/6 кВ №88 Ясенки	Щёкинский район г.Щекино	2×25	50	14,674	0,262
35	ПС 110/35/6 кВ №89 Огаревка	Щекинский район, пос. Новоогаревский	1×25; 1×16	41	8,926	1,059
36	ПС 110/10 кВ №102 Турдей	Воловский район, д. Булычевка	2×10	20	4,906	0,020
37	ПС 110/35/10 кВ №137 Доробино	Тепло-Огаревский район, с. Доробино	2×16	32	3,174	1,607
38	ПС 110/10/6 кВ №145 Октябрьская	г. Тула, ул. Малые Гончары 9-а	2×40	80	30,725	1,500

1	2	3	4	5	6	7
39	ПС 110/6 кВ №146 Гремячее	Новомосковский район, с. Гремячее (Гидроузел)	1×10; 1×16	26	3,997	0,202
40	ПС 110/10/6 кВ №149 Мясново	г. Тула, Одоевское шоссе 112	3×25	75	27,520	2,289
41	ПС 110/35/10 кВ №163 Волово	Воловский район, пос. Волово	2×16	32	8,544	3,441
42	ПС 110/10 кВ №183 Пушкинская	Алексинский район г.Алексин, ул Садовая 1	1×25; 1×16	41	10,567	1,672
43	ПС 110/35/10 кВ №193 Чекалин	Суворовский район, г.Чекалин	1×7,5; 1×6,3	13.8	1,392	0,287
44	ПС 110/10 кВ №199 Залесная	г. Новомосковск	2×25	50	13,983	0,045
45	ПС 110/35/10 кВ №200 Тургеневская	Тульская область, пос. Чернь, ул. Дорожная	2×16	32	8,393	3,533
46	ПС 110/10/6 кВ №202 Пролетарская	г. Тула, ул. Приупская 1-в	2×25	50	26,269	0,350
47	ПС 110/6 кВ №213 Рождественская	Ленинский район, пос. Рождественский	2×16	32	4,626	3,935
48	ПС 110/10/6 кВ №218 Южная	г. Тула, ул. Оружейная 41	3×25	75	25,420	0,644
49	ПС 110/10/6 кВ №219 Центральная	г.Тула, ул. 1-я Хомутовка 40	1×40;1×25	65	21,487	0,000
50	ПС 110/10 кВ №240 Красный Яр	Киреевский район, пос. Красный Яр	2×6,3	12.6	1,203	0,274
51	ПС 110/10/6 кВ №243 Привокзальная	г. Тула, ул. Нижнеупская 19	2×40	80	29,324	0,935
52	ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка	Плавский район г. Плавск	2×25	50	15,126	2,482
53	ПС 110/35/6 кВ №246 Безово	Суворовский район, д. Безово	1×10	10	0,524	0,075
54	ПС 110/6 кВ №254 Шатск	Ленинский район, пос. Шатск, ООО «Промстройгаз2	2×10	20	0,862	0,000
55	ПС 110/10 кВ №278 Алешня	Ленинский район, д. Медведки	2×16	32	5,102	3,889

1	2	3	4	5	6	7
56	ПС 110/10 кВ №291 Трансмаш	г.Белёв, ул.Рабочая 119	2×16	32	2,768	0,000
57	ПС 110/35/10 кВ №302 Рассвет	Ленинский район, пос. Рассвет	2×16	32	7,978	6,847
58	ПС 110/35/10 кВ № 303 Авангард	Алексинский район, СПК Авангард	2×10	20	1,974	1,808
59	ПС 110/10 кВ №304 Глушанки	Ленинский район, с. Глухие Поляны	1×16; 1×10	26	5,136	0,000
60	ПС 110/6 кВ №310 Партизан	Узловский район, пос. Дубовка, ул. Шахтная	2×16	32	8,028	1,164
61	ПС 110/6 кВ №319 КПД	г. Донской, пос. Шахты 13	2×10	20	5,903	0,338
62	ПС 110/35/10 кВ №321 Заокская	Заокский район, пос. Заокский	2×16	32	23,431	11,127
63	ПС 110/10 кВ №322 Яковлево	Заокский район, д. В. Романово	2×10	20	5,296	7,295
64	ПС 110/10/6 кВ №326 Краинка	Суворовский район, с. Рождественно	1×16; 1×10	26	2,439	0,262
65	ПС 110/35/6 кВ №334 Селиваново	Щекинский район, с.Селиваново, ул. Пионерская, стр. 3	2×16	32	4,912	1,104
66	ПС 110/10 кВ №338 Говоренки	Одоевский район, с. Говоренки	1×6,3	6.3	0,470	0,144
67	ПС 110/10 кВ №339 Кальна	Чернский район, с.а. Русинская 50 м на восток от п. Жизнь	1×6,3; 1×5,6	11.9	1,176	0,143
68	ПС 110/6 кВ №344 Средняя	Алексинский район, ж/д ст. «Средняя»	1×16; 1×10	26	11,767	0,663
69	ПС 110/35/6 кВ №351 Самарская	Куркинский район пос. Куркино, ул. Привокзальная	2×16	32	4,842	0,434
70	ПС 110/35/10 кВ №358 Арматурная	Богородицкий район, п. Товарково, ул. Энергетиков 4-б	2×25	50	10,596	2,141

1	2	3	4	5	6	7
71	ПС 110/6 кВ №363 Временная	Киреевский район, д. Присады	1×6,3	6.3	0,348	0,820
72	ПС 110/10 кВ №367 Технологическая	Богородицкий район г. Богородицк	2×16	32	1,068	0,022
73	ПС 110/10/6 кВ №370 Тулица	г.Тула, ул. Куренкова 14-а	2×25	50	14,069	0,460
74	ПС 110/10/6 кВ № 371 Никулинская	Алексинский район, от д. Клейменово 7 км в сторону п. Новогуровский	2×25	50	3,619	2,500
75	ПС 110/6 кВ №378 Гагаринская	Щекинский район, д. Ясенки ул. Цветочная 18	1×25; 1×16	41	6,947	0,174
76	ПС 110/6 кВ №384 Советская	Щёкинский район, г. Советск	1×16; 1×10	26	2,345	0,170
77	ПС 110/35/6 кВ №385 Обидимо	пос.Ленинский	1×16; 1×7,5	23.5	7,882	0,938
78	ПС 110/35/6 кВ №386 Мелиоративная	пос.Ленинский д. Барсуки, ул Октябрьская д. 1-а	1×10	10	5,843	2,067
79	ПС 110/35/6 кВ №390 Лужное	Дубенский район, пос. Воскресенский	1×16	16	4,091	0,904
80	ПС 110/6 кВ №404 Ратово	Ленинский район, д. Ратово	2×10	20	1,573	4,210
81	ПС 110/10 кВ №406 Крушма	Алексинский район, СПК «Красное»	1×6,3	6.3	0,379	0,045
82	ПС 110/10 кВ №407 Глебово	Калужская область, Ферзиковский район д. Глебово	1×6,3	6.3	0,863	0,000
83	ПС 110/10 кВ №408 Епифань	Узловский район, д. Мельгуново	1×10; 1×6,3	16.3	1,454	0,031
84	ПС 110/35/10 №409 Черемушки	Ефремовский район	1×10	10	2,171	0,593
85	ПС 110/10 кВ №410 Давыдово	Белевский район, Давыдово	1×6,3	6.3	0,676	0,100
86	ПС 110/35/10 кВ №415 Савино	Новомосковский район,	2×10	20	2,289	0,480

1	2	3	4	5	6	7
		д. Савино				
87	ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка	Каменский район, с. Архангельское	1×16; 1×10	26	4,418	0,844
88	ПС 110/35/10 кВ № 423 Даргомыжская	Арсеньевский район, пос. Арсеньево	1×16	16	1,765	0,292
89	ПС 110/6 кВ №427 Айдарово	Алексинский район, д. Айдарово	1×25	25	1,330	0,540
90	ПС 110/10 кВ №430 Точмаш	Суворовский район, пос. Центральный	2×16	32	0,505	0,018
91	ПС 110/10/10 кВ №433 Стечкин	Ленинский район, с. Осиновая Гора	2×40	80	6,991	14,952

Приложение № 5
к Схеме и Программе развития электроэнергетики
Тульской области на 2021-2025 годы

**Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2021-2025 годы
Сводные данные по развитию электрических сетей.**

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	ВЛ, км; ПС, МВА	2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.		2020-2025 гг.	
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Перечень электросетевых объектов 220 кВ и ниже, рекомендуемых к вводу в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности																
	220 кВ		8,0	240,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	8,0	965,0
1	Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2x80 МВА, 2x0,5 км	1,0	160,0											1,0	160,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал	80 МВА		80,0											0,0	80,0
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал	2x3,5 км	7,0												7,0	0,0
4	Реконструкция ПС 220 кВ Северная с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ без увеличения трансформаторной мощности	2x200 МВА										400,0			0,0	400,0
5	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ без изменения трансформаторной мощности	200 МВА										200,0			0,0	200,0
6	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВт до 296,5 МВА	125 МВА						125,0							0,0	125,0
	110 кВ		55,3	51,0	9,0	200,0	0,0	16,0	76,1	0,0	103,0	200,0	26,9	0,0	270,2	467,0
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск в 2025 году	0,8 км	0,8												0,8	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная в 2025 году	26,85 км											26,9		26,9	0,0
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км							20,0						20,0	0,0
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км							29,4						29,4	0,0
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А	8,7 км							8,7						8,7	0,0
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	21,0 км			3,0				18,0						21,0	0,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смьчка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смьчка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км									12,0				12,0	0,0
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км									30,0				30,0	0,0
15	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА						16,0							0,0	16,0
16	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0
17	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2х16 МВА, 2х0,23 км	0,5	32,0											0,5	32,0
18	Реконструкция ПС 110 кВ Ненашево и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	4 МВА, 10 МВА, 2х10,5 км	21,0	14,0											21,0	14,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Хрипково и ЛЭП 110 кВ Ненашево – Хрипково	2х2,5 МВА, 17 км	17,0	5,0											17,0	5,0
20	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково - Заокская	16 км	16,0												16,0	0,0
21	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	59 км									59,0				59,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
22	Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2х100 МВА, 2х1 км									2,0	200,0			2,0	200,0
23	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км			6,0	120,0									6,0	120,0
	35 кВ		6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,7	10,0	7,7	0,0	27,0	10,0
	6-10 кВ		183,2	28,7	163,1	15,3	550,7	13,8	78,2	10,2	64,5	11,3	14,0	10,2	1053,6	89,6
21	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ф-ла «Тулэнерго»	705,3 км, 9,7 МВА	90,9	8,1	42,9	0,3	456,8	0,3	64,2	0,0	50,5	1,1			705,3	9,7
22	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ АО «ТГЭС»	243,6 км, 5,7 МВА	78,5	1,0	85,3	1,3	79,9	3,4							243,6	5,7
23	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ АО «АЭСК»	20,6 км, 5,4 МВА		0,3	20,6	5,2									20,6	5,4
24	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ОАО «ЩГЭС»	21,3 км, 13,3 МВА	6,3	3,6	3,0	2,7	3,0	1,7	3,0	1,7	3,0	1,7	3,0	1,7	21,3	13,3
25	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ООО «ПромЭнергоСбыт»	62,8 км, 55,5 МВА	7,5	15,7	11,4	5,9	11,0	8,5	11,0	8,5	11,0	8,5	11,0	8,5	62,8	55,5
	0,4 кВ		73,5	0,0	39,8	0,0	286,6	0,0	143,8	0,0	96,9	0,0	30,6	0,0	671,3	0,0
26	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ф-ла «Тулэнерго»	494,2 км	45,5		13,2		256,0		113,2		66,3				494,2	0,0
27	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ АО «ТГЭС»	0 км													0,0	0,0
28	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ АО «АЭСК»	1,5 км	0,6		0,9										1,5	0,0
29	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ОАО «ЩГЭС»	84,0 км	14,0		14,0		14,0		14,0		14,0		14,0		84,0	0,0
30	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ООО «ПромЭнергоСбыт»	91,6 км	13,4		11,6		16,6		16,6		16,6		16,6		91,6	0,0
	Всего по 220 кВ		8,0	240,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	8,0	965,0
	Всего по 110 кВ		55,3	51,0	9,0	200,0	0,0	16,0	76,1	0,0	103,0	200,0	26,9	0,0	270,2	467,0
	Всего по 35 кВ		6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,7	10,0	7,7	0,0	27,0	10,0
	Всего по 10-6 кВ		183,2	28,7	163,1	15,3	550,7	13,8	78,2	10,2	64,5	11,3	14,0	10,2	1053,6	89,6
	Всего по 0,4 кВ		73,5	0,0	39,8	0,0	286,6	0,0	143,8	0,0	96,9	0,0	30,6	0,0	671,3	0,0
	Итого по базовому сценарию развития		326,5	319,7	211,9	215,3	837,3	154,8	298,1	10,2	277,1	821,3	79,2	10,2	2030,1	1531,6

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	220 кВ		8,0	240,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	8,0	965,0
1	Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2x80 МВА, 2x0,5 км	1,0	160,0											1,0	160,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал	80 МВА		80,0											0,0	80,0
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал	2x3,5 км	7,0												7,0	0,0
4	Реконструкция ПС 220 кВ Северная с заменой двух автотрансформаторов 220/110 кВ без увеличения трансформаторной мощности	2x200 МВА										400,0			0,0	400,0
5	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ без изменения трансформаторной мощности	200 МВА										200,0			0,0	200,0
6	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВт до 296,5 МВА	125 МВА						125,0							0,0	125,0
	110 кВ		55,3	51,0	9,0	520,0	0,0	16,0	76,1	0,0	103,0	200,0	141,7	0,0	385,0	787,0
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск в 2025 году	0,8 км	0,8												0,8	0,0
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная в 2025 году	26,85 км											26,9		26,9	0,0
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км							20,0						20,0	0,0
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км							29,4						29,4	0,0
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А	8,7 км							8,7						8,7	0,0
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	21,0 км			3,0				18,0						21,0	0,0

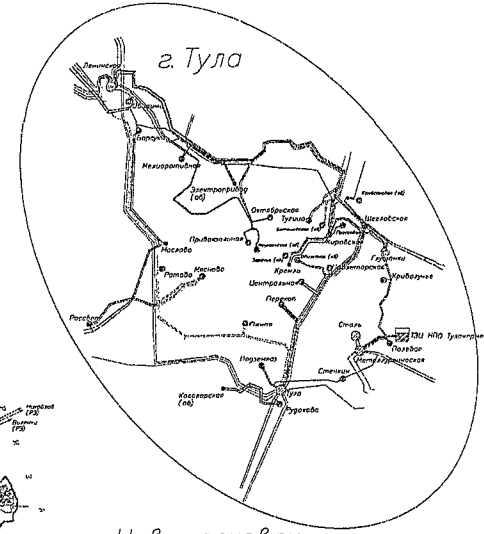
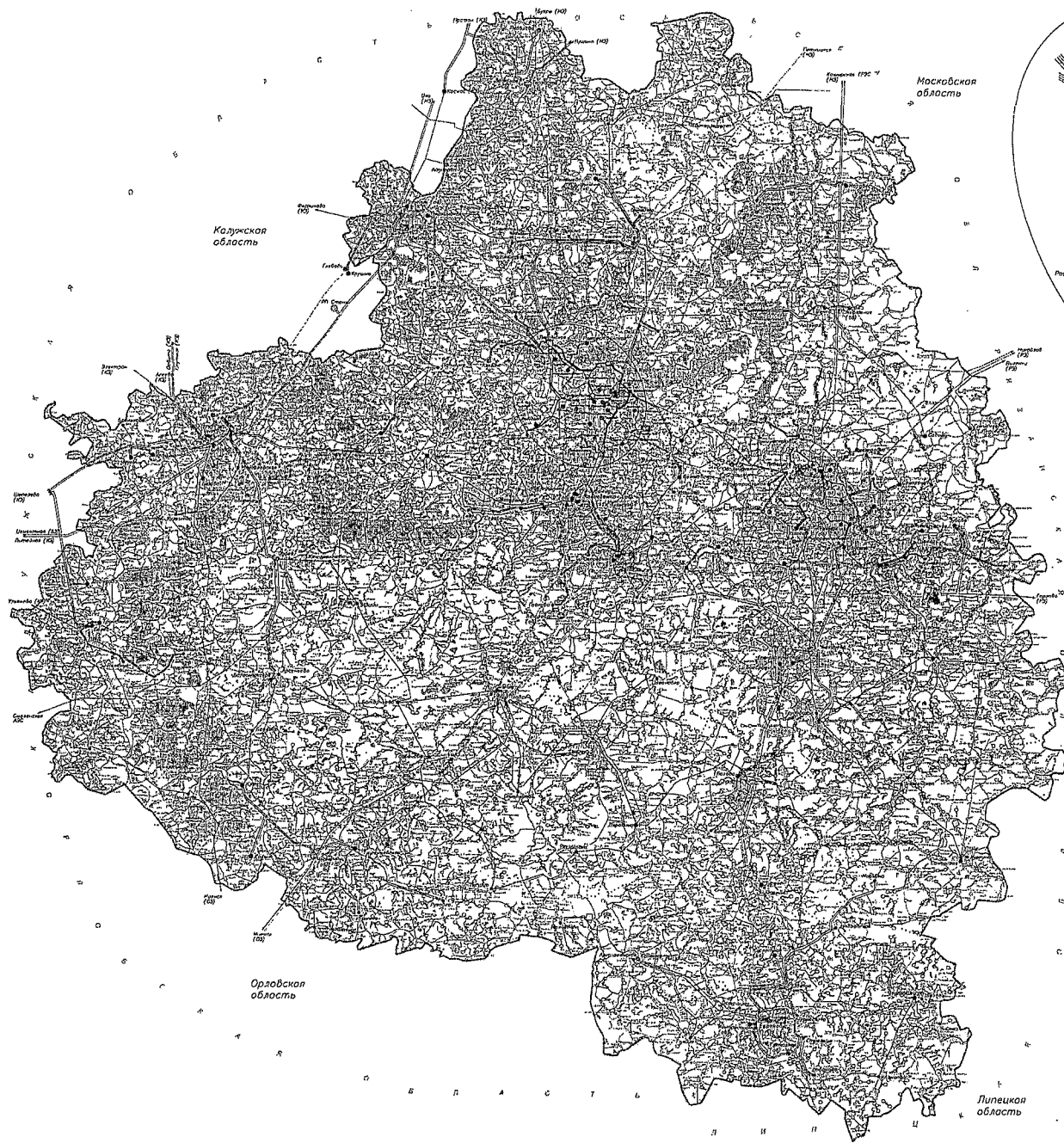
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км									12,0				12,0	0,0
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	30,0 км									30,0				30,0	0,0
15	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА						16,0							0,0	16,0
16	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0
17	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2х16 МВА, 2х0,23 км	0,5	32,0											0,5	32,0
18	Реконструкция ПС 110 кВ Ненашево и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	4 МВА, 10 МВА, 2х10,5 км	21,0	14,0											21,0	14,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Хрипково и ЛЭП 110 кВ Ненашево - Хрипково	2х2,5 МВА, 17 км	17,0	5,0											17,0	5,0
20	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково - Заокская	16 км	16,0												16,0	0,0
21	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово - Ушатово	59 км									59,0				59,0	0,0
22	Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово - ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2х100 МВА, 2х1 км									2,0	200,0			2,0	200,0
23	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская - ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км			6,0	120,0									6,0	120,0
24	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Воловском районе	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0
25	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Ефремовском районе	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0
26	Сооружение тяговой ПС 110 кВ в Узловском районе	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
27	Сооружение нового центра питания 110 кВ в г. Тула (территория комплексного развития «Новая Тула»)	2х40 МВА				80,0									0,0	80,0
28	Замена провода ВЛ 110 кВ Протон – Космос с АС-120 на АС-185	22,7 км											22,7		22,7	0,0
29	Замена провода ВЛ 110 кВ Донская – Люторичи с АС-120 на АС-150	7,4 км											7,4		7,4	0,0
30	Замена провода ВЛ 110 кВ Донская – Угольная с АС-120 на АС-150	7,7 км											7,7		7,7	0,0
31	Сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда	77 км											77,0		77,0	0,0
	Всего по 220 кВ		8,0	240,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	8,0	965,0
	Всего по 110 кВ		55,3	51,0	9,0	520,0	0,0	16,0	76,1	0,0	103,0	200,0	141,7	0,0	385,0	787,0
	Итого по региональному сценарию развития		63,3	291,0	9,0	520,0	0,0	141,0	76,1	0,0	103,0	800,0	141,7	0,0	393,0	1752,0

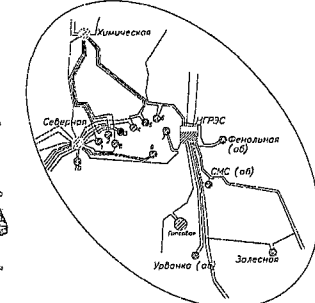
СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Приложение № 6
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2021-2025 годы



г. Тула



г. Новомосковск

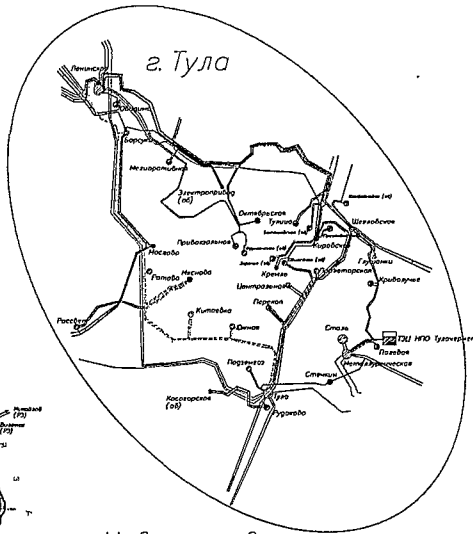
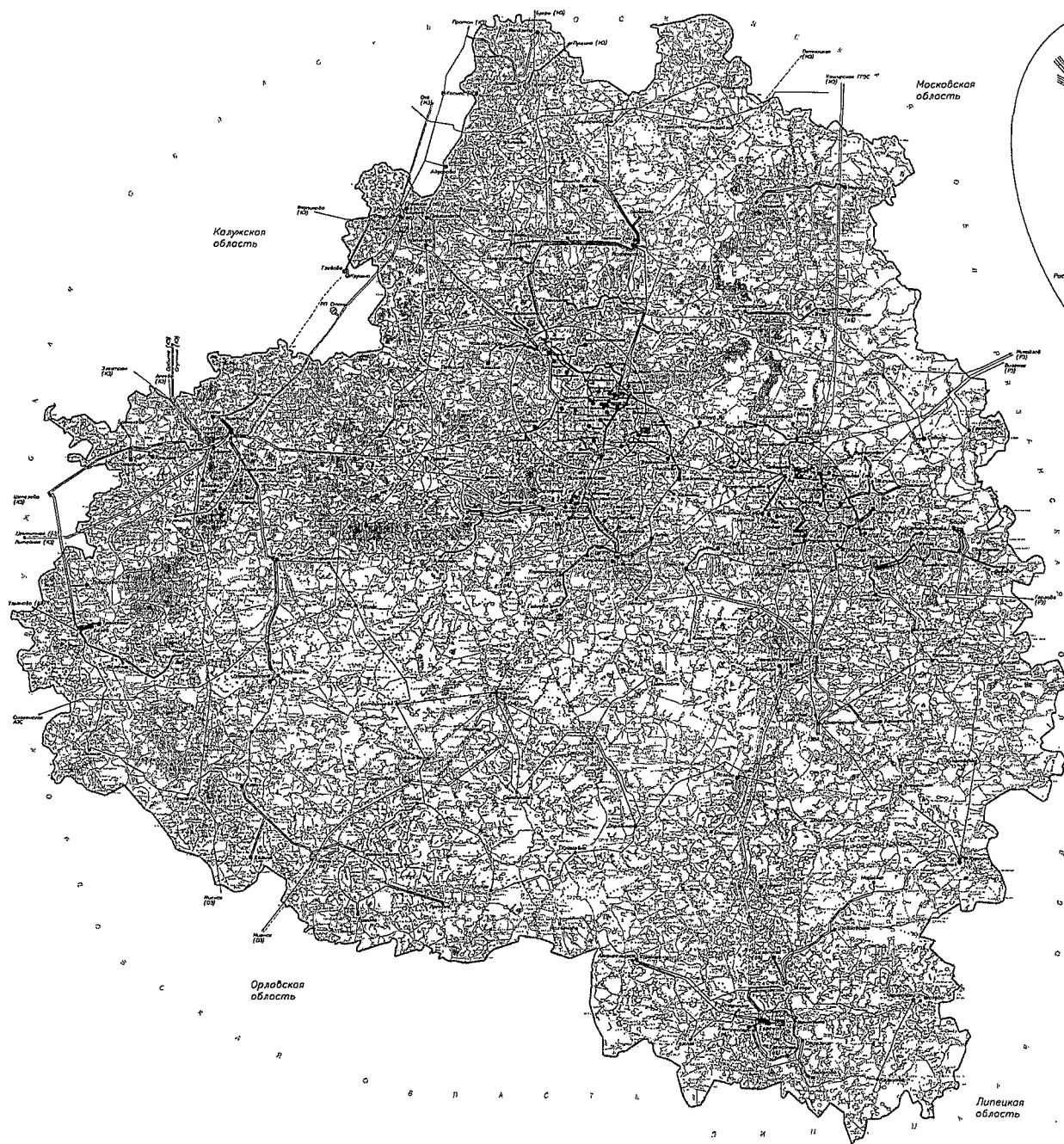
- Цифрами на схеме обозначены ПС:
1. Азотная (аб)
 2. Органическая (аб)
 3. Ацетиленовая (аб)
 4. Хлорная (аб)
 5. Алюминиевая (аб)
 6. Кислородная (аб)
 7. Метаноловая (аб)
 8. Карбамидная (аб)
 9. Битумная (аб)
 10. Индустриальная

Условные обозначения

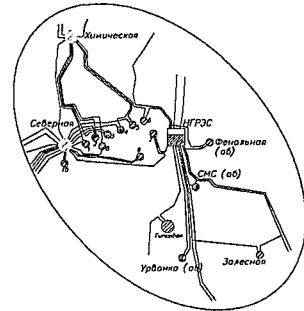
Обозначение	Наименование
⊗	ПС 220 кВ
⊙	ПС 110 кВ
⊕	Тяговые ПС 110 кВ
•	ПС 35 кВ
⊙	Тяговые ПС 35 кВ
⊠	ТЭЦ, ГРЭС
—	ВЛ 500 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 110 кВ
—	ВЛ 35 кВ
—	ВЛ в двухцепном исполнении
⊕	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
⊙	Реконструкция ПС 110 кВ
⊕	Реконструкция ПС 35 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ
 КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
 В СООТВЕТСТВИИ С РЕГИОНАЛЬНЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Приложение № 7
 к Стратегии и Программе развития
 электроэнергетики Тульской
 области на 2021-2025 годы



г. Тула



г. Новомосковск

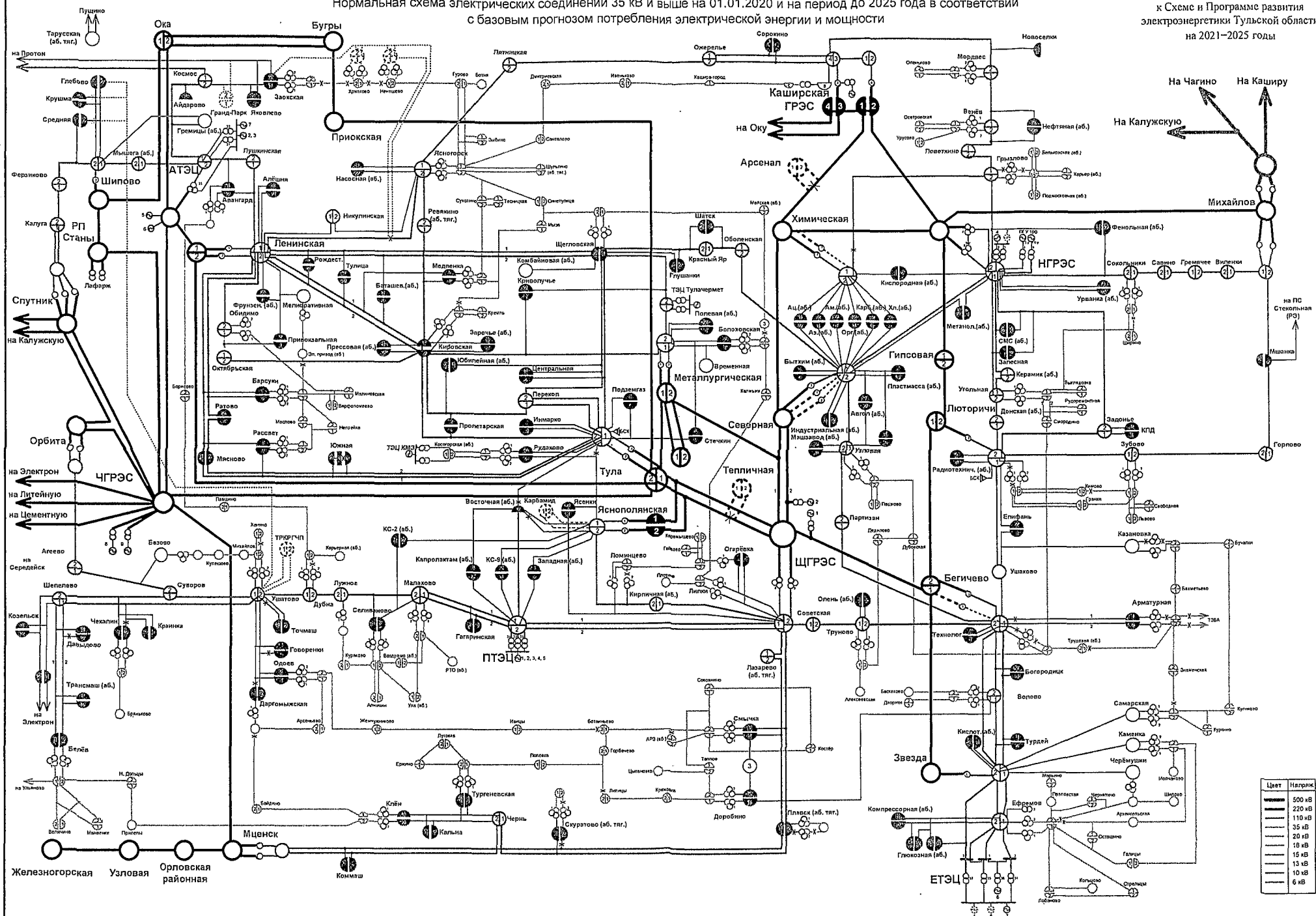
- Цифрами на схеме обозначены ГЭС:
 1. Азотная (аб)
 2. Орпинская (аб)
 3. Ацетиловая (аб)
 4. Хлорная (аб)
 5. Аммиачная (аб)
 6. Кислотная (аб)
 7. Метаноловая (аб)
 8. Карбамидная (аб)
 9. Битум (аб)
 10. Индустриальная

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	ПС 220 кВ
	ПС 110 кВ
	Тяговые ПС 110 кВ
	ПС 35 кВ
	Тяговые ПС 35 кВ
	ТЭЦ, ГРЭС
	ВЛ 500 кВ
	ВЛ 220 кВ
	ВЛ 110 кВ
	ВЛ 35 кВ
	ВЛ в двухцепном исполнении
	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
	Реконструкция ПС 110 кВ
	Реконструкция ПС 35 кВ
	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
	Реконструкция и строительство КВЛ 110 кВ
	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии
 с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение № 8
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2021–2025 годы



Цвет	Напряжение
Thick solid line	500 кВ
Thin solid line	220 кВ
Thin solid line	110 кВ
Thin solid line	35 кВ
Thin solid line	20 кВ
Thin solid line	10 кВ
Thin solid line	15 кВ
Thin solid line	13 кВ
Thin solid line	10 кВ
Thin solid line	6 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2020 и на период до 2025 года в соответствии
 с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение № 9
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2021–2025 годы

