УКАЗ
ГУБЕРНАТОРА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

от 26 апреля 2019 г. № 204-у

г. Воронеж

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2020 – 2024 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2020 – 2024 годы.

2. Признать утратившим силу указ губернатора Воронежской области от 19.04.2018 № 225-у «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2019 – 2023 годы».

3. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2020 года.

4. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на заместителя председателя правительства Воронежской области Честикина С.А.

Губернатор
Воронежской области

Правительство Воронежской области
Правовое управление

А.В. Гусев

УТВЕРЖДЕНА
указом губернатора
Воронежской области
от 26 апреля 2019 г. № 204-у

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2020 – 2024 годы

Оглавление

Введение 4

1. Проведение ретроспективного анализа и общее описание энергосистемы Воронежской области 7

1.1. Общая характеристика Воронежской области 7

1.2. Характеристика Воронежской энергосистемы 14

1.3. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет ... 16

1.4. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области 16

2. Проведение анализа текущих показателей функционирования 18

2.1. Состав существующих электростанций 18

2.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности 18

2.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области в целом за последние 5 лет 19

2.4. Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Воронежской энергосистемы 21

2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше 21

2.6. Техническое состояние и режимы работы внешних электрических связей Воронежской энергосистемы 25

2.7. Анализ особенностей функционирования Воронежской энергосистемы, оценка балансовой и режимной ситуации, выявление наличия схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений 26

3. Составление перспективных балансов и анализ развития электроэнергетики Воронежской области на пятилетнюю перспективу 35

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики. Прогноз потребления электроэнергии на пятилетний период 35

3.2. Прогноз максимума нагрузки на пятилетний период на территории Воронежской области 366

3.3. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период 37

3.4. Выполнение расчетов электрических режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на пятилетний период 38

3.5. Определение и составление на основании балансовых и электрических расчетов перечня схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше 44

3.5.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше 44

3.5.2. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше 56

3.6. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений 61

3.7. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений 61

3.8. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ 66

3.9. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....66

Приложение № 1. Перечень существующих ЛЭП и подстанций..... 70

Приложение № 2. Схема развития электроэнергетики Воронежской области на 2020-2024 86

Введение

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2020–2024 годы (далее – СиПРЭ Воронежской области) разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», Методическими рекомендациями по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (доработанная редакция), принятыми на совещании по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина (протокол Минэнерго России от 09.11.2010 № АШ-369пр).

Основными целями разработки СиПРЭ Воронежской области являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций с целью создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие.

Задачами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на пятилетний период по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на пятилетний период для обеспечения надежности функционирования в долгосрочной перспективе;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса Воронежской области.

Основными принципами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- схема основной электрической сети Воронежской области должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливать ее к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) должна обеспечивать в нормальной схеме электрической сети выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь);
- схема выдачи мощности электростанций установленной мощностью 50 МВт и более (за исключением солнечных и ветровых электростанций) при выводе в ремонт одной из отходящих от шин электростанции линий

электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения (энергоблок, очередь);

- схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при котором питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одного сетевого (генерирующего) элемента в зимний период;
- схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при котором питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при ремонтной схеме сети с аварийным отключением одного сетевого (генерирующего) элемента в летний период;
- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

СиПРЭ Воронежской области сформирована с учетом:

- проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы;
- Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р;
- инвестиционных программ генерирующих и электросетевых компаний, одобренных в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977;
- схем выдачи мощности электростанций, выполненных проектными организациями (при их наличии);
- схем внешнего электроснабжения потребителей, выполненных проектными организациями (при их наличии), которые будут реализованы в период до 2024 года;
- документов территориального планирования Воронежской области и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов Воронежской области.

Работа выполняется в соответствии с требованиями следующих нормативно-методических материалов:

- Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;
- Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

- Методических рекомендаций по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (приложение к Протоколу совещания в Минэнерго России от 09.11.2010 №АШ-369пр);
- Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

СиПРЭ Воронежской области содержит программу развития электроэнергетики, включающую в себя в отношении каждого года планирования:

- схему развития электроэнергетики Воронежской области;
- прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС» по субъектам Российской Федерации, региональным энергосистемам и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;
- перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности в границах Воронежской области;
- иные сведения перспективного развития электроэнергетики Воронежской области.

СиПРЭ Воронежской области подлежит использованию в качестве:

- основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний;
- основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций.

1. Проведение ретроспективного анализа и общее описание энергосистемы Воронежской области

1.1. Общая характеристика Воронежской области

Воронежская область – субъект Российской Федерации, расположенный в европейской части страны. Входит в состав Центрального федерального округа. На севере граничит с Тамбовской и Липецкой областями, на востоке – с Волгоградской и Саратовской областями, на юге – с Ростовской областью и Луганской областью Украины, на западе – с Курской и Белгородской областями.

Воронежская область занимает территорию 52,2 тыс. км^2. Протяженность с севера на юг составляет 277,5 км, с запада на восток – 352,0 км.

Численность населения области на 01.01.2019 составляла 2 327,821 тыс. чел. Удельный вес городского населения – 67,8 %, плотность населения 44,59 чел./км^2.

Административный центр области – город Воронеж – расположен в 587 км к югу от Москвы. Число муниципальных районов – 31, число городских округов – 3. Городские и сельские поселения Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. чел. представлены в таблице 1.1. На рисунке 1.1 представлено административно-территориальное деление Воронежской области с указанием административных центров.

Таблица 1.1 - Городские и сельские поселения Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. человек (по состоянию на 01.01.2019)

Административно-территориальные единицы	Численность (чел.)
Городской округ - город Воронеж	1 054 111
Борисоглебский городской округ	72 040
Городской округ - город Нововоронеж	31 568
Аннинское городское поселение	16 073
Городское поселение - город Бобров	20 889
Городское поселение - город Богучар	11 192
Залиманское сельское поселение	5 001
Бутурлиновское городское поселение	24 122
Верхнемамонское сельское поселение	7 468
Верхнехавское сельское поселение	8 345
Углянское сельское поселение	5 917
Воробьевское сельское поселение	6 111
Грибановское городское поселение	14 866
Городское поселение - город Калач	18 949
Забродненское сельское поселение	8 955
Каменское городское поселение	8 010
Кантемировское городское поселение	10 980
Митрофановское сельское поселение	5 312
Колодезянское сельское поселение	6 464
Городское поселение - город Лиски	53 930
Давыдовское городское поселение	5 991
Среднеикорецкое сельское поселение	5 816
Нижнедевицкое сельское поселение	5 540

Административно-территориальные единицы	Численность (чел.)
Воленское сельское поселение	7 855
Орловское сельское поселение	5 312
Отрадненское сельское поселение	8 859
Усманское 1-е сельское поселение	16 166
Усманское 2-е сельское поселение	19 887
Городское поселение - город Новохоперск	16 877
Коленовское сельское поселение	5 693
Ольховатское городское поселение	12 753
Городское поселение - город Острогожск	33 243
Городское поселение - город Павловск	24 542
Воронцовское сельское поселение	5 007
Панинское городское поселение	6 256
Городское поселение - город Поворино	16 781
Песковское сельское поселение	6 336
Подгоренское городское поселение	9 534
Рамонское городское поселение	9 645
Айдаровское сельское поселение	5 269
Яменское сельское поселение	5 512
Репьевское сельское поселение	5 350
Городское поселение - город Россошь	62 716
Городское поселение - город Семилуки	26 805
Латненское городское поселение	7 274
Девицкое сельское поселение	5 738
Землянское сельское поселение	5 207
Таловское городское поселение	11 214
Терновское сельское поселение	5 221
Хохольское городское поселение	12 407
Городское поселение - город Эртиль	11 721



Рисунок 1.1 - Административно-территориальное деление Воронежской области

Воронежская область расположена в центральной части Русской равнины. Климат на территории области умеренно-континентальный со среднегодовой температурой от плюс 5,0 °С на севере области до плюс 6,5 °С на юге. Средняя июльская температура изменяется от плюс 19,5 °С до плюс 21,7 °С, средняя январская температура от минус 8,1 °С до минус 10,7 °С. На северо-западе выпадает от 450 мм осадков, до 600 мм на юго-востоке. Большая часть области расположена в лесостепной зоне. На юго-востоке преобладает степная зона. На территории области расположено 738 озер и 2408 прудов, протекает 1343 реки длиной более 10 км. Главной водной артерией Воронежской области является река Дон с притоками.

Преимущество экономико-географического положения определяется близостью индустриально развитых районов, развитой транспортной системой, обеспечивающей устойчивые экономические связи не только с районами России, но и со странами ближнего зарубежья. Через г. Воронеж проходит несколько крупных автомобильных трасс: Москва – Астрахань, Москва – Ростов, Курск – Саратов.

Воронежская область находится на пересечении железнодорожных магистралей, связывающих между собой районы центра России, Северного Кавказа и Украины, через нее проходят грузопотоки с юга России в центр европейской части. В 2017 году введена в эксплуатацию железнодорожная линия в обход Украины – двухпутная электрифицированная железнодорожная линия протяженностью 137,5 км в стороне от государственной границы России и Украины, которая в перспективе рассматривается в качестве элемента инфраструктуры проектируемой высокоскоростной магистрали «Москва – Адлер». 07.08.2017 открыто рабочее движение. 20.09.2017 открыто регулярное грузовое движение. Эксплуатационная длина железнодорожных путей Юго-Восточной железной дороги (ЮВЖД) филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Воронежской области составляет 1 286 км (в т. ч. 858 км – электрифицированных путей).

В таблице 1.2 приведена структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности. В структуре ВРП основными видами экономической деятельности являлись: торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных

средств и мотоциклов – 19,0 %; сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство – 14,4 %; обрабатывающие производства – 13,9 %; деятельность по операциям с недвижимым имуществом – 11,1 %.

Таблица 1.2 - Структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности за 2017 год[1]

Вид экономической деятельности	**Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах**
Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	14,4
Добыча полезных ископаемых	0,5
Обрабатывающие производства	13,9
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	2,9
Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	0,9
Строительство	9,1
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	19,0
Транспортировка и хранение	6,6
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	0,8
Деятельность в области информации и связи	2,1
Деятельность финансовая и страховая	0,2
Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	11,1
Деятельность профессиональная, научная и техническая	3,9
Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	1,7
Государственное управление и обеспечение военной безопасности, социальное обеспечение	4,7
Образование	3,5
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	3,7
Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	0,5
Предоставление прочих видов услуг	0,5

Структура хозяйства Воронежской области имеет индустриально-аграрный характер.

Особенностью промышленности Воронежской области является преобладание обрабатывающей промышленности (78 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми промышленными предприятиями), а также значительная доля электроэнергетики (18 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми промышленными предприятиями). Значительная доля промышленных предприятий Воронежской области, в особенности машиностроительного сектора, расположена в г. Воронеже.

Обрабатывающая промышленность представлена производством пищевых продуктов (47 % от производимых товаров предприятий обрабатывающей промышленности), химическим производством (12 %), производством электрооборудования, электронного и оптического оборудования (8 %),

[1] Данные за 2018 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

производством прочей неметаллической минеральной продукции (6 %), производством машин и оборудования (6 %).

Так как основную территорию Воронежской области занимают черноземы, то ведущую роль в экономике области играет пищевая промышленность, что обусловлено высоким уровнем развития сельского хозяйства. Она представлена в основном сахарной, хлебопекарной, мясной, молочной и маслобойно-жировой отраслями. ООО «Продимекс» занимает ведущее место в производстве сахарного песка, в его состав входят сахарные заводы в Новохоперском, Калачеевском, Панинском, Хохольском, Ольховатском, Аннинском, Эртильском и Лискинском муниципальных районах. Значительную долю рынка молочных продуктов занимает АО «Молвест». Компании принадлежат молочные заводы в г. Воронеже, Богучарском, Калачеевском, Новохоперском, Хохольском, Верхнемамонском муниципальных районах. Производство рафинированных масел в области на 80 % сосредоточено в ЗАО «Группа компаний «Маслопродукт». В Каширском муниципальном районе расположен маслоэкстракционный завод (филиал ООО «Бунге СНГ» в п. Колодезном). Крупнейшая кондитерская фабрика – ОАО «Воронежская кондитерская фабрика» - расположена в г. Воронеже.

Крупнейшими предприятиями химической промышленности являются АО «Минудобрения», АО «Воронежсинтезкаучук», ЗАО «Воронежский шинный завод». АО «Минудобрения» (г. Россошь) – единственный в Центрально-Черноземном районе производитель минеральных удобрений. АО «Воронежсинтезкаучук» (г. Воронеж) является крупнейшим в России предприятием по производству каучуков, которое экспортирует свою продукцию в страны Европы и Азии. На предприятии ЗАО «Воронежский шинный завод» располагается крупнейший в Европе производственно-технологический комплекс по выпуску шин для велосипедов, мотоциклов и транспортной техники.

Ведущими предприятиями машиностроения являются ПАО «Воронежское акционерное самолетостроительное общество» (далее - ПАО «ВАСО»), Воронежский механический завод – филиал ФГУП «ГКНЦП им. М.В. Хруничева», ООО УК «Рудгормаш», Воронежский вагоноремонтный завод – филиал АО «Вагонреммаш», Воронежский тепловозоремонтный завод – филиал АО «Желдорреммаш», АО «Борхиммаш». ПАО «ВАСО» специализируется на выпуске гражданских магистральных лайнеров, производит самолеты ИЛ-96, АН-148, комплектующие к SSJ-100. Воронежский механический завод - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» изготавливает двигатели для ракет-носителей, долговременных орбитальных станций. ООО УК «Рудгормаш» – предприятие по выпуску бурового, обогатительного и погрузо-доставочного оборудования для нужд горнодобывающей промышленности. АО «Борхиммаш» (г. Борисоглебск) является одним из крупнейших российских предприятий по выпуску оборудования для нефтехимической промышленности (теплообменное оборудование, аппараты воздушного охлаждения).

Ведущим предприятием-изготовителем электронного оборудования является АО «ВЗПП-Микрон» (г. Воронеж), которое производит кристаллы силовых дискретных компонентов, а также различные типы цифровых и аналоговых интегральных схем.

Строительная индустрия в основном обеспечивает внутренние потребности области. Минерально-сырьевые ресурсы представлены промышленными запасами огнеупорных глин, отдельных видов строительных материалов, среди которых

тонкозернистые пески, пригодные для производства силикатобетонных изделий, глины и суглинки, идущие на изготовление керамзита, черепицы и кирпича. ОАО «Павловск Неруд» - крупнейшее в России предприятие по добыче и производству нерудных материалов. Основу его продукции составляет гранитный щебень, строительный камень, песок.

В настоящее время на территории Воронежской области функционируют следующие индустриальные парки: «Масловский» (Никольское сельское поселение Новоусманского района), «Лискинский» (г. Лиски), «Бобровский» (г. Бобров), «Перспектива» (Новоусманский район).

Индустриальный парк «Масловский» расположен на границе городского округа город Воронеж и Новоусманского муниципального района. Парк занимает территорию площадью 598 га земель промышленного назначения (с перспективой расширения до 2300 га). Специализацией парка является машиностроение и металлообработка. Основные резиденты индустриального парка «Масловский»:

- ООО «Сименс Трансформаторы»: проектирование, производство, реализация, сборка, ремонт, обслуживание, а также другие услуги «жизненного цикла» для трансформаторов, включая мониторинг и диагностику, установку и ввод в эксплуатацию электротехнических трансформаторов и компонентов;
- ООО «Воронежсельмаш»: производство сельскохозяйственных машин и оборудования;
- ООО УСК «СпецСтальТехМонтаж»: производство строительных металлических конструкций;
- ООО ПК «Ангстрем»: производство и хранение корпусной мебели из закупаемой ЛДСТП с применением МДФ и ДВП;
- ООО «Логистика сервис»: складские комплексы для хранения семян и средств защиты растений, оказание логистических услуг (ответственное хранение продукции);
- ООО «Гранд Лайн – Центр»: профилирование тонколистового оцинкованного (окрашенного) холоднокатаного металла, (профнастил, металлочерепица, водосточные системы, заборы, саморезы, профили под гипсокартон);
- АО «ОФС РУС Волоконно-оптическая кабельная компания»: производство кабельной продукции;
- ООО «Выбор-ОБД»: производство изделий из бетона, гипса и цемента (завод объемно-блочного домостроения);
- ООО «Бионорика Фармасьютикалс»: производство фармацевтических продуктов;
- ООО «ЕВРОПАК ГРУПП»: производство гофрокартона и гофроупаковки;
- ООО «ДорХан - Воронеж»: металлообработка и производство подвижных ограждающих конструкций (производство полного ассортимента комплектующих для всех типов ворот, роллет и перегрузочного оборудования);
- ООО «НаДо»: производство фруктово-ягодных наполнителей (переработка и консервирование фруктов и овощей).

Индустриальный парк «Лискинский» расположен на окраине г. Лиски, на границе городского поселения - город Лиски с Краснознаменским сельским

поселением, на расстоянии 2,5 км от жилого микрорайона «Мелбугор» и 3,5 км от жилого микрорайона «Сахарный завод». Общая площадь территории планируемого индустриального парка составит 262,54 га.

Основные резиденты индустриального парка «Лискинский»:

- ОАО «Лиски-Металлист»;
- Лискинский завод «Спецжелезобетон» – филиал АО «БетЭлТранс» (производство шпал и брусьев стрелочных переводов);
- ООО «Трау Нутришен Воронеж»;
- АО «Лискинский газосиликат»;
- АО «Лискисахар».

Индустриальный парк «Бобровский» расположен в г. Боброве, занимает территорию площадью 464,3 га. Площадка для парка «Бобровский» граничит с автодорогой и железнодорожной магистралью.

Основные резиденты индустриального парка «Бобровский»:

- ОАО «Геркулес» (производство гречневой, овсяной круп и хлопьев);
- АО «Евродорстрой» (строительство промышленных, административных и жилых зданий);
- ООО «Агромир»;
- ОАО «Бобровагроснаб-1»;
- ООО «СВК Стандарт» (металлообработка тонколистовой стали и производство воздуховодов для системы вентиляции и дымоудаления);
- ООО «АГРОСТРОЙ Рус» (обработка металлических изделий);
- ООО «РЦК-Бобров» (предприятие по переработке и хранению овощей).

Индустриальный парк «Перспектива» находится в Новоусманском районе на расстоянии 10 км от г. Воронежа в с. Бабяково Новоусманского района. Парк занимает территорию площадью 145 га. Одна из значимых особенностей парка — близость трассы М4 «Дон». Специализация парка – предприятия малого и среднего бизнеса. Основные резиденты индустриального парка «Перспектива»:

- ООО «КДМ»;
- ООО «КвадроПресс»;
- ООО «Компания Краски».

16 марта 2018 года принято постановление Правительства Российской Федерации № 264 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Павловск». Территории опережающего социально-экономического развития «Павловск» (далее – ТОСЭР «Павловск») – экономическая зона со льготными налоговыми условиями и упрощенными административными процедурами, созданная для привлечения инвестиций, ускоренного развития экономики и улучшения жизни населения моногорода Павловска Воронежской области. Основными перспективными резидентами ТОСЭР «Павловск» являются:

- ООО «АГРОЭКО-ЮГ» (строительство предприятия по переработке мяса свиней, выращиваемых на территории Воронежской области, предприятиями группы компаний АГРОЭКО);
- ЗАО «Павловскагропродукт» (реконструкция маслоэкстракционного завода с увеличением мощности на 80 %, производство сельскохозяйственных машин);
- АО «Архбум» (строительство завода по производству макулатурного картона).

1.2. Характеристика Воронежской энергосистемы

Энергосистема Воронежской области функционирует в составе ОЭС Центра параллельно с ЕЭС России. Воронежская энергосистема вошла в состав ЕЭС европейской части страны 30 декабря 1959 года. Диспетчерское управление режимами параллельной работы Воронежской энергосистемы в составе ЕЭС России осуществляется филиалом АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ.

Энергосистема Воронежской области граничит с энергосистемами Липецкой, Белгородской, Тамбовской, Волгоградской, Саратовской областей, а также Донбасской энергосистемой (НЭК Укрэнерго).

По состоянию на 01.01.2019 в электроэнергетическом комплексе Воронежской области эксплуатируются и обслуживаются 176 ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше с суммарной протяженностью 6 393,32 км, 164 трансформаторных подстанции напряжением 110 кВ и выше с суммарной установленной мощностью трансформаторов 13 812,7 МВА.

Воронежская энергосистема условно разделена на 3 энергорайона: Воронежский, Южный и Восточный.

К Воронежскому энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- Воронежская ТЭЦ-1;
- Воронежская ТЭЦ-2;
- ПС 500 кВ Воронежская;
- ПС 220 кВ Кировская;
- ПС 220 кВ Латная;
- ПС 220 кВ Южная.

В Воронежском энергорайоне находится г. Воронеж, электропотребление которого составляет около 55 % от всего потребления электроэнергии на территории Воронежской области.

Воронежский энергорайон ограничивают следующие электросетевые элементы:

- АТ 1 250 МВА, АТ 2 250 МВА ПС 500 кВ Воронежская;
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья;
- ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Южная;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Кировская;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная;
- ВЛ 220 кВ Донская – Латная.

К Южному энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- ПС 330 кВ Лиски;
- ПС 220 кВ Придонская;
- ПС 110 кВ Бутурлиновка-2;
- ПС 110 кВ Верхний Мамон;
- ПС 110 кВ Калач-1;
- ПС 110 кВ Опорная.

В Южном энергорайоне выделен Придонский энергоузел. От шин ПС 220 кВ Придонская осуществляется электроснабжение ответственных потребителей,

критичных к снижению напряжения, таких как предприятие АО «Минудобрения», тяговые ПС 110 кВ ЮВЖД.

Южный энергорайон ограничивают следующие сетевые элементы:

- ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки;
- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1;
- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2;
- ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1);
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-2);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – 1);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск –2);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2);
- ВЛ 110 кВ Манино – Искра.

К Восточному энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- ПС 220 кВ Бобров;
- ПС 110 кВ Анна;
- ПС 110 кВ Борисоглебск;
- ПС 110 кВ Грибановка;
- ПС 110 кВ Елань Колено - тяговая.

Электроснабжение потребителей Восточного энергорайона осуществляется от шин ПС 220 кВ Бобров и ПС 500 кВ Балашовская (Волгоградская энергосистема).

Восточный энергорайон ограничивают следующие сетевые элементы:

- ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров с отпайкой на ПС Заводская № 1 (ВЛ 110 кВ Бобровская 1);
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров с отпайкой на ПС Заводская № 2 (ВЛ 110 кВ Бобровская 2);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка 2 с отпайками № 1 (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская 1);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка 2 с отпайками № 2 (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская 2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево);

– ВЛ 110 кВ Шпикуловская – Народное (ВЛ 110 кВ Шпикуловская-1).

В Воронежской области расположены электростанции, установленная мощность которых составила 2 862,3 МВт (по состоянию на 01.01.2019), в том числе:

– Нововоронежская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом») суммарной установленной мощностью 2597,3 МВт;
– Воронежская ТЭЦ-1 (филиал ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация») суммарной установленной мощностью 138 МВт;
– Воронежская ТЭЦ-2 (филиал ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация») суммарной установленной мощностью 127 МВт.

Централизованное электроснабжение потребителей Воронежской области осуществляется следующими электросетевыми и сбытовыми компаниями (по состоянию на 01.01.2019):

– филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;
– филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС;
– АО «Воронежская горэлектросеть»;
– АО «Бутурлиновская электросетевая компания»;
– ПАО «ТНС энерго Воронеж»;
– МУП «БЭСО» Борисоглебского городского округа Воронежской области;
– АО «Сибурэнергоменеджмент»;
– АО «АтомСбыт»;
– Воронежский филиал ООО «ЭнергоЭффективность»;
– АО «Оборонэнергосбыт» (Воронежско-Курско-Белгородское отделение);
– ООО «Русэнергосбыт»;
– ООО «Межрегионсбыт»;
– ООО «ГРИНН энергосбыт»;
– ООО «Транснефтьэнерго».

1.3. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет

В таблице 1.3 представлена отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2014–2018 годы.

Таблица 1.3 - Отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2014–2018 годы

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Электропотребление, млн кВт·ч	10 540	10 470	11 003	11 042	11 288

Рост электропотребления Воронежской области за период 2014 – 2018 годов составил 7,1%.

1.4. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за предыдущие 5 лет приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области в период 2014–2018 годов

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Дата максимума нагрузки, среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения максимума энергосистемы	31.01.2014 -24 °С	26.01.2015 -10 °С	16.12.2016 -16 °С	09.02.2017 -17 °С	28.02.2018 -12 °С
Максимум нагрузки, МВт	1 826	1 678	1 744,9	1 814	1 788
Число часов использования максимума нагрузки, ч/год	5 772	6 239	6 306	6 087	6 313

Число часов использования максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за последние пять лет изменяется в диапазоне 5 772 – 6 313 ч/год в зависимости от температурных условий в энергосистеме.

2. Проведение анализа текущих показателей функционирования

2.1. Состав существующих электростанций

Перечень электростанций Воронежской области с установленной мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Электростанции Воронежской области с группировкой по собственникам (по состоянию на 01.01.2019)

Собственник электростанции	Наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-1	138,0
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-2	127,0
АО «Концерн Росэнергоатом»	Нововоронежская АЭС	2 597,3[2]
Суммарная установленная мощность		2 862,3

За последние пять лет в энергосистеме Воронежской области были проведены следующие мероприятия в части объектов генерации:

- в 2015 году был произведен окончательный демонтаж генерирующих агрегатов на ТЭЦ Лиски Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «РЖД» с суммарной установленной мощностью 7,6 МВт;
- в 2016 году был введен в эксплуатацию блок № 6 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 1 180,3 МВт;
- в 2016 году был произведен вывод из эксплуатации блока №3 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 417 МВт.

2.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области с группировкой по собственникам и типам электростанций за 2014–2018 годы приведена в таблице 2.2. Значительную долю в выработке электроэнергии области занимает Нововоронежская АЭС – филиал АО «Концерн «Росэнергоатом» (92,3 % в 2018 году).

Таблица 2.2. – Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций и собственникам

Год	Всего		АО «Концерн Росэнергоатом»		ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»				ОАО «РЖД»	
			Нововоронежская АЭС		Воронежская ТЭЦ-1		Воронежская ТЭЦ-2		Блок-станция Лиски	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
2014	14 526,0	100	13 242,9	91,2	557,5	3,8	725,6	5,0	0,0	0,0
2015	14 180,5	100	12 837,4	90,5	535,5	3,8	807,5	5,7	0,0	0,0

[2] Учтена перемаркировка на 6 ВВЭР Нововоронежской АЭС со снижением мощности энергоблока на 15,1 МВт.

Год	Всего		АО «Концерн Росэнергоатом»		ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»				ОАО «РЖД»	
			Нововоронежская АЭС		Воронежская ТЭЦ-1		Воронежская ТЭЦ-2		Блок-станция Лиски	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
2016	16 417,9	100	15 048,1	91,6	553,6	3,4	816,2	5,0	0,0	0,0
2017	17 850,5	100	16 514,5	92,5	511,8	2,9	824,2	4,6	-	-
2018	17 313,1	100	15 971,3	92,3	527,0	3,0	814,8	4,7	-	-

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций представлена на рисунке 2.1.

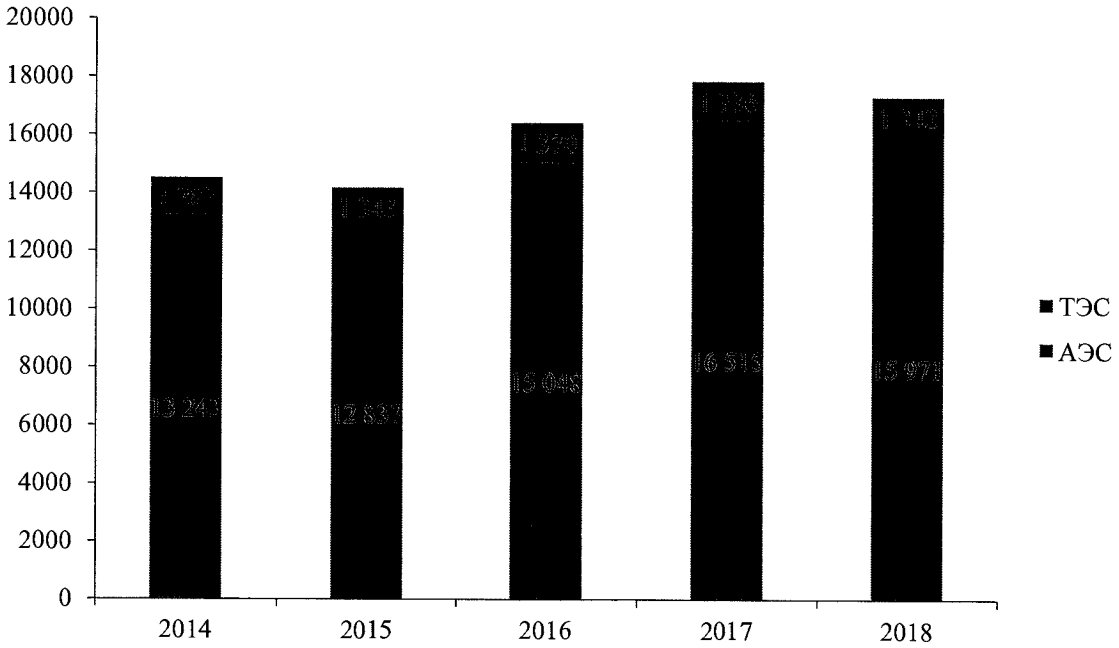


Рисунок 2.1 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций, млн кВт·ч

2.3. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области в целом за последние 5 лет

В таблице 2.3 представлен фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за 2014–2018 годы.

Таблица 2.3 - Фактический баланс электроэнергии Воронежской области за 2014–2018 годы, млн кВт·ч

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Потребление	10 540,3	10 469,7	11 003,0	11 042,2	11 287,7
Выработка	14 526,0	14 180,5	16 417,9	17 850,5	17 313,1
Сальдо перетоков электроэнергии («-» избыток)	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,3	-6 025,4

Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за последние пять лет формировался с профицитом. При этом избыток электроэнергии распределяется в смежные энергосистемы.

Ретроспектива фактического баланса мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2014–2018 годы представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2014–2018 годы

№ п/п	Мощность	Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
1	Дата, час максимума	31.01.2014 10:00	26.01.2015 18:00	16.12.2016 19:00	09.02.2017 10:00	28.02.2018 11:00
2	Установленная мощность	2 106,6	2 106,6	3 294,4	2877,4	2862,3
	АЭС	1 834	1 834	3 029,4	2612,4	2597,3
	ТЭС	272,6	272,6	265,0	265,0	265,0
3	Ограничения мощности	7,6	7,6	4,5	32,3	4,5
	АЭС	0,0	0,0	0,0	28,0	0,0
	ТЭС	7,6	7,6	4,5	4,4	4,5
4	Располагаемая мощность *(2-3)*	2 099	2 099	3 289,9	2866,8	2884,8
	АЭС	1 834	1 834	3 029,4	2606,0	2623,4
	ТЭС	265	265	260,5	260,8	261,4
5	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	0	0	0	0,0	417,0
	АЭС	0	0	0	0,0	417,0
	ТЭС	0	0	0	0,0	0,0
6	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонты[3]	59,5	5	1 195,4	0,0	0,0
	АЭС	0	0	1 195,4	0,0	0,0
	ТЭС	59,5	5	0	0,0	0,0
7	Мощность в консервации	0	0	0	0,0	0,0
	АЭС	0	0	0	0,0	0,0
	ТЭС	0	0	0	0,0	0,0
8	Рабочая мощность *(4-(5+6+7))*	2 039,5	2 094	2 094,5	2866,8	2467,8
	АЭС	1 834	1 834	1 834	2606,0	2206,4
	ТЭС	205,5	260	260,5	260,8	261,4
9	Мощность в резерве *(8+11-10)*	32,8	62,3	40,6	67,3	75,2
	АЭС	0	0	1,4	0,0	9,2
	ТЭС	32,8	62,3	39,2	67,3	66,0
10	Нагрузка электростанций	2 073,7	2 085,45	2 081,8	2799,5	2392,6
	АЭС	1 901	1 887,21	1 859,5	2606,0	2197,2
	ТЭС	172,7	198,24	222,3	193,5	195,5
11	В том числе перегруз	67	53,75	27,9	21,7	27,0
	АЭС	67	53,21	26,9	21,5	26,1
	ТЭС	0	0,54	1,0	0,2	0,9
12	Максимум потребления	1 825,6	1 678,1	1 744,9	1813,8	1788,4
13	Сальдо перетоков *(12-10)*	-248,1	-407,35	-336,9	-985,7	-604,3

[3] Для 2014, 2015 годов дополнительно учтено снижение мощности в связи с ремонтом вспомогательного оборудования.

№ п/п	Мощность	Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
14	Дефицит (-) / избыток (+) *(8-12)*	213,9	415,9	349,6	1053,0	679,4

Фактический баланс мощности энергосистемы Воронежской области на час прохождения собственного максимума потребления мощности за последние пять лет формировался с избытком генерирующей мощности. При этом профицит мощности был распределен за счет перетоков мощности в смежные энергосистемы.

2.4. Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Воронежской энергосистемы

В таблице 2.5 приведен баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2014–2018 годы

Таблица 2.5 – Баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2014–2018 годы, млн кВт·ч

Показатель/потребитель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Потребление	10 540,3	10 469,7	11 003,0	11 042,2	11 287,7
В том числе:					
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	839,8	701,4	634,0	764,6	1376,0
АО «Воронежсинтезкаучук»	263,1	277,4	276,7	289,0	287,2
АО «Минудобрения»	337,8	355,1	368,0	367,6	367,5
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	133,3	143,0	157,0	167,5	167,5
Выработка	14 526,0	14 180,5	16 417,9	17 850,5	17 313,1
Сальдо перетоков электроэнергии	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,5	-6 025,4

В таблице 2.6 приведены максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2014–2018 годы.

Таблица 2.6 – Максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2014–2018 годы, МВт

Потребитель	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	130	87	84	156	213
АО «Воронежсинтезкаучук»	44	40	37	38	39
АО «Минудобрения»	60	70	65	65	65
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	32	32	30	32	32

2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих подстанций, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС по состоянию на 01.01.2019, с указанием технических параметров трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в

эксплуатацию и срока службы трансформаторного оборудования приведен в таблице 1.1 приложения № 1 к СиПРЭ Воронежской области.

В энергосистеме Воронежской области на ПС 220 кВ и выше установлено 24 трансформатора с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 3472 МВА. На рисунке 2.2 представлена возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2019.

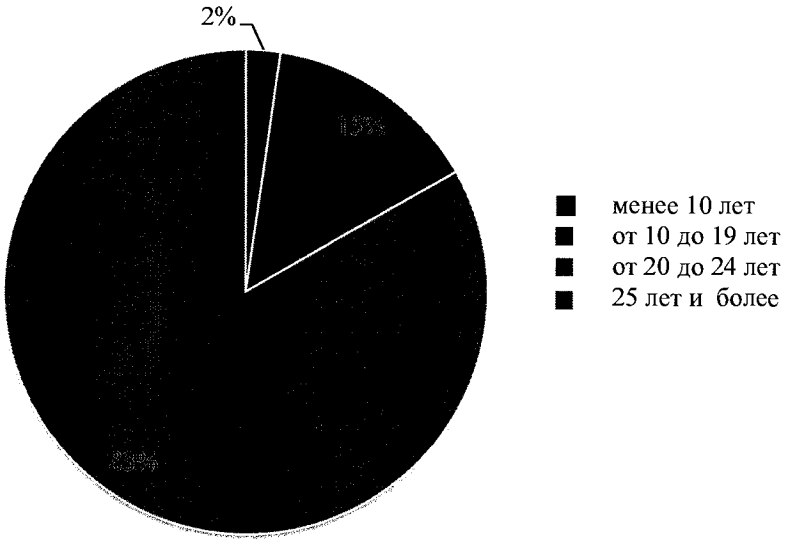


Рисунок 2.2 - Возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования с номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области показал, что 83 % трансформаторов с установленной мощностью 2892 МВА эксплуатируются сверх нормативного срока (25 лет). К 2024 году, так же как и в 2019 году, 20 из 24 существующих трансформаторов суммарной мощностью 2892 МВА, установленных на ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, будут иметь сверхнормативный срок службы.

В таблице 1.2 приложения № 1 к СиПРЭ Воронежской области приведен перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2019, которые эксплуатируются и обслуживаются на территории Воронежской области филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», с указанием технических параметров трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в эксплуатацию и срока службы трансформаторного оборудования.

На рисунке 2.3 приведена возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго». Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что 65 % (150 единиц) трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», эксплуатируются более 25 лет. Их суммарная мощность составляет 2545,7 МВА. На ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ № 14 Западная, ПС 110 кВ № 15 Семилуки, ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная, ПС 110 кВ

№ 21 Восточная, ПС 110 кВ Краснолипье, ПС 110 кВ Терновка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Острогожск-районная, ПС 110 кВ Коротояк, ПС 110 кВ Шишовка и ПС 110 кВ Новая Калитва эксплуатируются трансформаторы, срок эксплуатации которых превышает 50 лет. К 2024 году доля трансформаторов, выработавших нормативный срок 25 лет, составит 67 %.

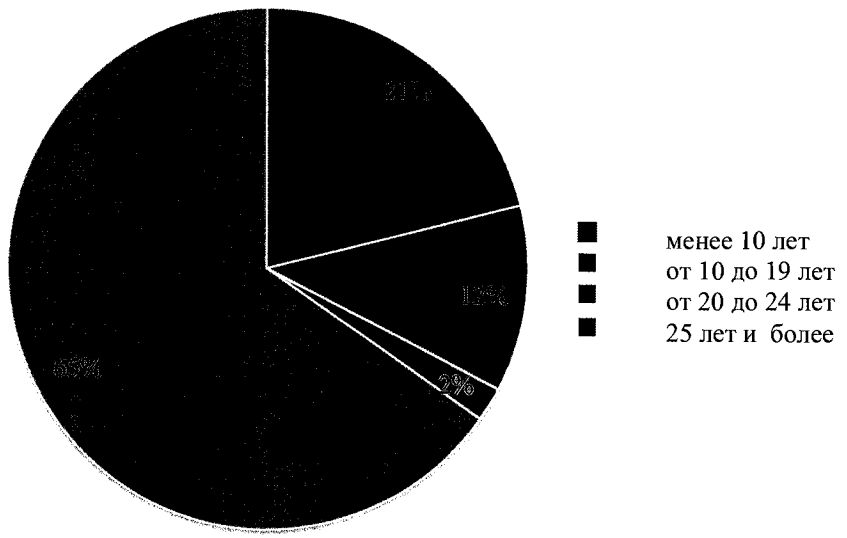


Рисунок 2.3 - Возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2019

В таблице 1.3 приложения № 1 к СиПРЭ Воронежской области приведен перечень ЛЭП 220 кВ и выше, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, по состоянию на 01.01.2019. Возрастная структура ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС изображена на рисунке 2.4.

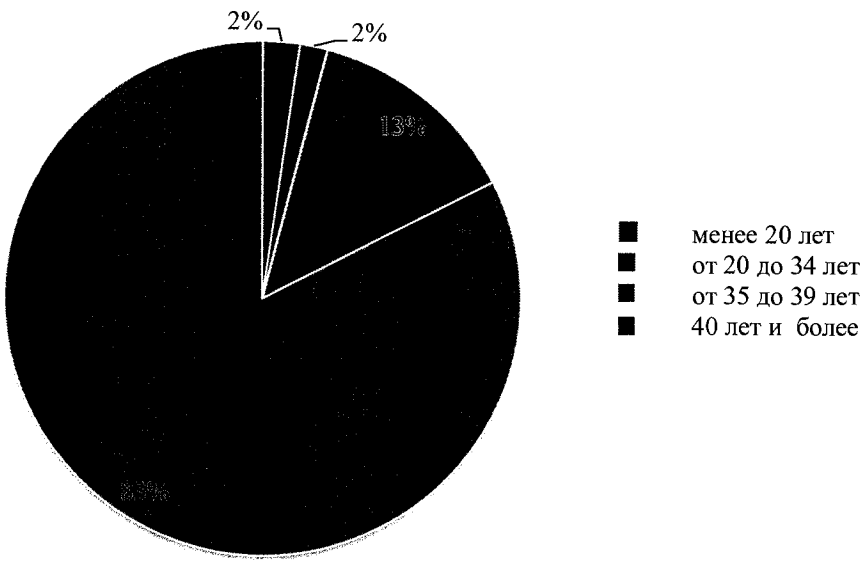


Рисунок 2.4 - Возрастная структура ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2019

Анализ возрастной структуры ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС показал, что срок эксплуатации 83 % линий электропередач составляет более 40 лет. К 2024 году срок эксплуатации 96% существующих ЛЭП 220 кВ и выше Воронежской энергосистемы превысит 40 лет.

В таблице 1.4 приложения № 1 к СиПРЭ Воронежской обалсти приведен перечень ЛЭП 110 кВ, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», по состоянию на 01.01.2019. Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» изображена на рисунке 2.5.

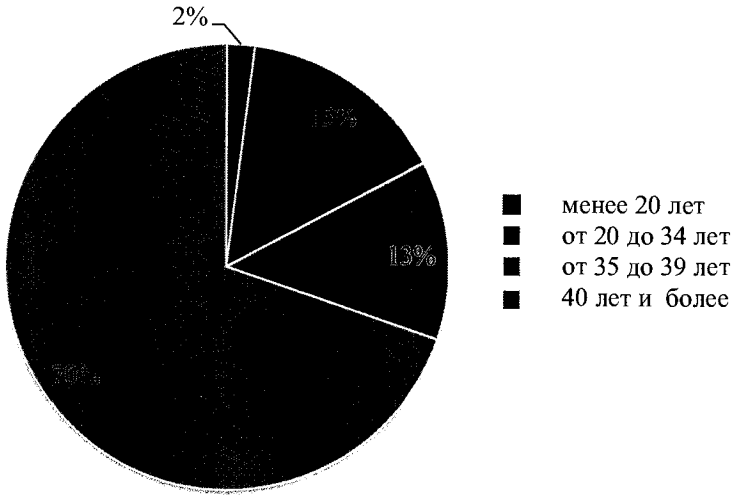


Рисунок 2.5 - Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2019

Анализ возрастной структуры ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» показал, что срок эксплуатации 70 % линий электропередачи составляет более 40 лет. К 2024 году срок эксплуатации 83 % существующих ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» превысит 40 лет.

В таблице 1.5 приложения № 1 к СИПРЭ Воронежской обалсти приведен перечень существующих потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2019.

В таблице 1.6 приложения № 1 к СиПРЭ Воронежской обалсти приведен перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2019.

В таблице 2.7 приведена информация о строящихся электросетевых объектах в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2019.

Таблица 2.7 – Перечень строящихся электросетевых объектов в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2019

Принадлежность инвестиционной программы	**Наименование объекта**	**Параметры оборудования**	**Год начала строительства**	**Год окончания строительства**
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	115,35 км	2011	2019
	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км 125 МВА	2011	2019
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2 ячейки 110 кВ	2013	2019
	Строительство двух КЛ 110 кВ	0,54 км	2013	2019

Принадлежность инвестиционной программы	Наименование объекта	Параметры оборудования	Год начала строительства	Год окончания строительства
	Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1, 2	0,43 км		
	Строительство ПС 110/10/6 кВ Спутник с установкой трансформаторов 2х40 МВА	2х40 МВА, 4х0,1 км	2015	2020
ПАО «Квадра»	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кВ и замена семи выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2013	2019

2.6. Техническое состояние и режимы работы внешних электрических связей Воронежской энергосистемы

Энергосистема Воронежской области граничит с энергосистемами Липецкой, Белгородской, Тамбовской, Волгоградской, Саратовской областей, а также Донбасской энергосистемой Украины.

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Липецкой области являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС;
- ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая;
- ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская;
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья;
- ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая.

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Белгородской области являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1;
- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2;
- ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин;
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-1);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-2).

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Тамбовской области является ВЛ 110 кВ Народное – Шпикуловская.

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Волгоградской области являются следующие элементы:

- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7);

- ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево);
- ВЛ 110 кВ Манино – Искра;
- ВЛ-10-6 кВ Манино-к-з Маяк.

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Саратовской области является ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово – Каменка).

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с Донбасской энергосистемой является ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская.

На рисунке 2.6 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области.

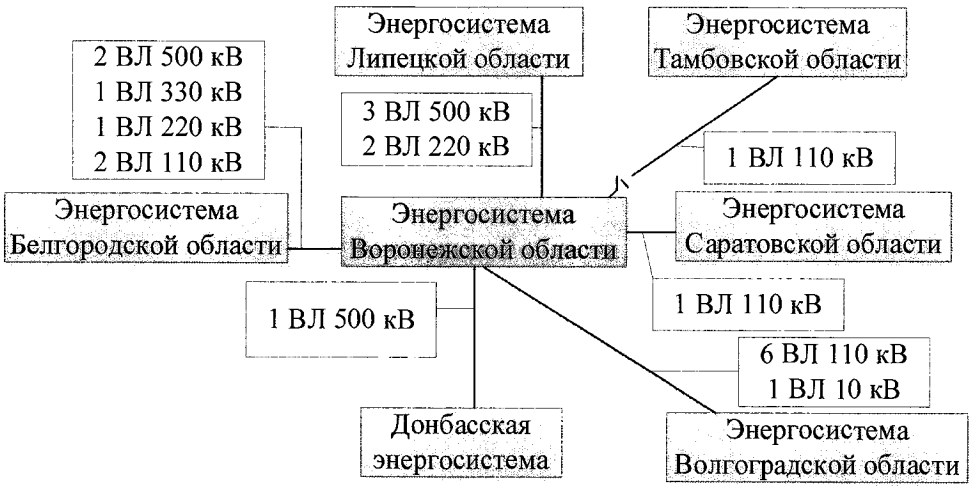


Рисунок 2.6 - Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области

Особенности режимов работы электрических связей Воронежской энергосистемы:

- ВЛ 110 кВ Манино – Искра нормально разомкнута со стороны ПС 110 кВ Манино по условиям работы РЗА. Возможно замыкание при аварийном отключении одного из ряда сетевых элементов, а также в ряде ремонтных схем;
- ВЛ 110 кВ Народное – Шпикуловская нормально разомкнута со стороны ПС 110 кВ Народное из-за несоответствия набора защит условиям параллельной работы. Возможно включение в ремонтных схемах в тупиковом режиме.

2.7. Анализ особенностей функционирования Воронежской энергосистемы, оценка балансовой и режимной ситуации, выявление наличия схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

На основании анализа расчетов электрических режимов за отчетный период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок выявлены следующие

схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- снижение напряжения ниже допустимого значения в Придонском энергоузле;
- превышение АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка.

Снижение напряжения в Придонском энергоузле, ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая, ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка

В отчетный период зимних максимальных нагрузок отключение ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 (2) с отпайкой на ПС Цементник при выведенной в ремонт ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 (1) с отпайкой на ПС Цементник или отключение АТ-1 (2) в схеме ремонта АТ-2(1) на ПС 220 кВ Придонская ведет к снижению напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла до значений ниже аварийно допустимой величины 93 кВ. Для предотвращения недопустимого снижения напряжения рекомендуется при выводе в ремонт единичного элемента ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник, ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская выполнить следующие мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение в работу на ПС 220 кВ Придонская БСК-1, БСК-2;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

Данных мероприятий достаточно для нормализации уровней напряжения в Придонском энергоузле при рассматриваемых нормативных возмущениях в ремонтной схеме.

В отчетный период летних максимальных нагрузок выявлены следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений. При двойном ремонте ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) приводит к снижению напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла вплоть до нарушения статической устойчивости нагрузки. При этом снижается уровень напряжения у следующих потребителей: АО «Минудобрения», ОАО «Павловск Неруд», потребителей восьми административных районов Воронежской области с населением 320 тыс. человек (Верхнемамонский, Петропавловский, Богучарский, Кантемировский, Россошанский, Павловский, Ольховатский, Подгоренский) и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Райновская-тяговая, ПС 110 кВ Журавка-тяговая, ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение в работу на ПС 220 кВ Придонская БСК-1, БСК-2;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

Данных мероприятий недостаточно для нормализации уровней напряжения на ПС Придонского энергоузла в двойных ремонтных схемах при отключении ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая: напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская составляет 83 кВ, что ниже аварийно допустимого напряжения 93 кВ, также при этом наблюдается недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка) – 125 % от $I_{ДДТН}$ (591 А) (124 % от $I_{ДДТН}$ (587 А)), а также ВЛ 110 кВ Калач-1-Верхний Мамон – 108 % от $I_{ДДТН}$ (323 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая составляет 473 А при температуре плюс 20 °С и 581 А при температуре минус 5 °С; АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая не превышает ДДТН. ДДТН ВЛ 110 кВ Калач – В. Мамон составляет 300 А при температуре плюс 20 °С и минус 5 °С, АДТН ВЛ 110 кВ Калач – В. Мамон составляет 360 А при температуре плюс 20 °С и минус 5 °С.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ, а также нормализации уровней напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла при одновременном ремонте ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская достаточно ввести ГВО в объеме не менее 46 МВт.

Анализ загрузки центров питания

Данные о загрузке ЦП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», а также нагрузочных трансформаторов 110 кВ на ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, ЦП 110 кВ ОАО «РЖД» и потребительских подстанций представлены в таблице 2.8. Согласно Методическим указаниям по определению резервов мощности на центрах питания ДЗО ПАО «Россети», утвержденным Правлением ПАО «Россети» (протокол Правления от 09.06.2018 № 727пр/5), при анализе загрузки ЦП рассматривалась максимальная нагрузка на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года.

Таблица 2.8 – Загрузка центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, ОАО «РЖД» и ряда потребительских подстанций

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
1	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25	-	25	6,3	31,3	12,99	Нет перегрузки
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	25	1,4	26,4	13,59	Нет перегрузки
3	ПС 110 кВ №31 Воля	25	25	-	25	3,69	28,69	17,47	Нет перегрузки
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	16	4,85	20,85	18,84	Нет перегрузки
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	16	6,4	22,4	9,4	Нет перегрузки
6	ПС 110 кВ №11 Краснолесное	5,6	6,3	-	5,6	2,88	8,48	5,94	Нет перегрузки
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	6,3	1	7,3	3,24	Нет перегрузки
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	25	0	25	27,63	Есть перегрузка
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	25	0	25	19,46	Нет перегрузки
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	16	0	16	14,16	Нет перегрузки
11	ПС 110 кВ №14 Западная	31,5	31,5	-	31,5	0	31,5	12,64	Нет перегрузки
12	ПС 110 кВ №16 Юго-Западная	31,5	31,5	40	63	0	63	49,09	Нет перегрузки
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	45	3,1	48,1	47,45	Нет перегрузки
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	80	0	80	41,51	Нет перегрузки
15	ПС 110 кВ №28 Тепличная	25	25	-	25	0	25	14,21	Нет перегрузки
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	25	4,2	29,2	17,47	Нет перегрузки
17	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40	-	40	0	40	28,16	Нет перегрузки
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	63	0	63	41,23	Нет перегрузки
19	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16	-	10	3,4	13,4	8,96	Нет перегрузки
20	ПС 110 кВ Каменка (БУ)	10	10	-	10	7,15	17,15	9,99	Нет перегрузки
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	10	4,2	14,2	7,82	Нет перегрузки

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	16	5,48	21,48	5,72	Нет перегрузки
23	ПС 110 кВ Краснолипье	16	16	-	16	7,65	23,65	14,97	Нет перегрузки
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	81	36	117	53,8	Нет перегрузки
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	16	7,6	23,6	10,3	Нет перегрузки
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	6,3	1	7,3	2,71	Нет перегрузки
27	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16	-	16	1,72	17,72	18,45	Нет перегрузки
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	16	6,23	22,23	6,4	Нет перегрузки
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	6,3	1,1	7,4	3,1	Нет перегрузки
30	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3	-	6,3	2	8,3	6,26	Нет перегрузки
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	25	8,62	33,62	22,06	Нет перегрузки
32	ПС 110 кВ Острогожск	40,5	40,5	-	40,5	1,86	42,36	20,18	Нет перегрузки
33	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40	32	6,1	38,1	24,98	Нет перегрузки
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-	63	0	63	8,6	Нет перегрузки
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-	16	8,040867	24,040867	14,14	Нет перегрузки
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20	40	0	40	19,71	Нет перегрузки
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-	2,5	0	2,5	1,29	Нет перегрузки
38	ПС 110 кВ № 29 ДСК	25	25	-	25	4,7	29,7	19,24	Нет перегрузки
39	ПС 110 кВ Жилпоселковая	10	10	-	10	0	10	5,43	Нет перегрузки
40	ПС 110 кВ № 47 Сомово	25	25	-	25	0	25	12,9	Нет перегрузки
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-	10	3,31	13,31	5,94	Нет перегрузки
42	ПС 110 кВ Лискинская	10	16	-	10	2,72	12,72	6,07	Нет перегрузки
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-	10	3,37	13,37	2,75	Нет перегрузки
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-	6,3	0	6,3	5,87	Нет перегрузки
45	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	25	25	-	25	0	25	2,63	Нет перегрузки
46	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	40	40	63	80	0	80	74,01	Нет перегрузки
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-	10	0	10	8,5	Нет перегрузки
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-	63	0	63	23,77	Нет перегрузки
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-	25	0	25	14,67	Нет перегрузки
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-	40	0	40	25,58	Нет перегрузки

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-	63	0	63	34,01	Нет перегрузки
52	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	6,3	6,3	-	6,3	0	6,3	2,48	Нет перегрузки
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-	40	0	40	22,43	Нет перегрузки
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	64	0	64	41,6	Нет перегрузки
55	ПС 110 кВ Подгорное-районная	16	16	-	16	1,58	17,58	7,85	Нет перегрузки
56	ПС 110 кВ № 42 Полюс	40	40	-	40	0	40	22	Нет перегрузки
57	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63	-	63	0	63	13,7	Нет перегрузки
58	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	10	10	-	10	0	10	1,78	Нет перегрузки
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-	2,5	0,55	3,05	0,42	Нет перегрузки
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-	10	4,67	14,67	5,64	Нет перегрузки
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-	16	2,35	18,35	4,05	Нет перегрузки
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-	6,3	0,44	6,74	0,5	Нет перегрузки
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-	6,3	0,5	6,8	0,96	Нет перегрузки
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-	25	3,86	28,86	10,39	Нет перегрузки
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-	16	4,94	20,94	6,13	Нет перегрузки
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-	10	3,6	13,6	6,73	Нет перегрузки
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-	25	14,45	39,45	29,79	Нет перегрузки
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	6,3	1,06	7,36	2,01	Нет перегрузки
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	40	0	40	6,95	Нет перегрузки
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	10	0,18	10,18	2,54	Нет перегрузки
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	6,3	0,4	6,7	1,24	Нет перегрузки
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	16	0,22	16,22	7,42	Нет перегрузки
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	10	0,47	10,47	2,95	Нет перегрузки
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16	-	16	1,8	17,8	3,94	Нет перегрузки
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	10	4,19	14,19	5,79	Нет перегрузки
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	10	0	10	2,55	Нет перегрузки

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	6,3	1,59	7,89	0,64	Нет перегрузки
78	ПС 110 кВ Таловая-районная	16	16	-	16	4,34	20,34	9,51	Нет перегрузки
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	10	2,2	12,2	3,37	Нет перегрузки
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	16	0	16	7,1	Нет перегрузки
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	6,3	1,3	7,6	2,36	Нет перегрузки
82	ПС 110 кВ Эртиль	16	16	-	16	1,42	17,42	9,17	Нет перегрузки
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	25	1,2	26,2	17,71	Нет перегрузки
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	16	2,2	18,2	6,84	Нет перегрузки
85	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3	-	6,3	2,7	9	4,87	Нет перегрузки
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	2,5	1,28	3,78	1,25	Нет перегрузки
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	6,3	1,14	7,44	1,03	Нет перегрузки
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	6,3	2,97	9,27	1,74	Нет перегрузки
89	ПС 110 кВ Калачеевская	6,3	-	-	6,3	0,78	7,08	0,63	Нет перегрузки
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	16	1	17	1,66	Нет перегрузки
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	10	0,82	10,82	4,2	Нет перегрузки
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	10	3,51	13,51	6,03	Нет перегрузки
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	6,3	0,69	6,99	0,42	Нет перегрузки
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	6,3	0	6,3	0,38	Нет перегрузки
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	6,3	1,01	7,31	1,42	Нет перегрузки
96	ПС 110 кВ Павловск-2	63	63	-	63	10,4	73,4	20,38	Нет перегрузки
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	10	2,18	12,18	2,82	Нет перегрузки
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	6,3	1,24	7,54	1,22	Нет перегрузки
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	6,3	1,8	8,1	4,54	Нет перегрузки
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	10	2,7	12,7	2,84	Нет перегрузки
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	6,3	4,59	10,89	4,38	Нет перегрузки
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	10	2,36	12,36	1,83	Нет перегрузки
103	ПС 110 кВ Шишовка	6,3	-	-	6,3	0,86	7,16	0,79	Нет перегрузки
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	6,3	1,52	7,82	1,82	Нет перегрузки

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	6,3	1,81	8,11	2,16	Нет перегрузки
106	ПС 110 кВ Никоноровка	2,5	6,3	-	2,5	1,81	4,31	1,18	Нет перегрузки
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	10	2,61	12,61	10,49	Нет перегрузки
108	ПС 110 кВ Бугаевка	16	-	-	16	8,58	24,58	8,96	Нет перегрузки
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	10	0	10	3,42	Нет перегрузки
110	ПС 110 кВ Родина	25	-	-	25	0	25	6,9	Нет перегрузки
111	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	40	40	-	40	0	40	15,94	Нет перегрузки
112	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	40	0	40	27,18	Нет перегрузки
113	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	40	40	-	40	0	40	10,72	Нет перегрузки
114	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	20	40	-	20	2,17	22,17	22,15	Нет перегрузки
115	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	71,5	0	71,5	44,32	Нет перегрузки
116	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	40	0	40	24,1	Нет перегрузки
117	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	40	40	-	40	0	40	35,67	Нет перегрузки
118	ПС 110 кВ Острогожск-тяговая	20	40	-	20	0	20	11,89	Нет перегрузки
119	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	40	20	-	20	0	20	16,43	Нет перегрузки
120	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	20	20	-	20	0	20	14,78	Нет перегрузки
121	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,57	Нет перегрузки
122	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,1	Нет перегрузки
123	ПС 110 кВ Бобров-тяговая	40	40	-	40	0	40	20,3	Нет перегрузки
124	ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	40	40	-	40	0	40	11,23	Нет перегрузки

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
125	ПС 110 кВ ГПП-1	31,5	31,5		31,5	0	31,5	3,52	Нет перегрузки
126	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32		32	0	32	4,89	Нет перегрузки
127	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32		32	0	32	11,03	Нет перегрузки
128	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25		25	0	25	10,22	Нет перегрузки

3. Составление перспективных балансов и анализ развития электроэнергетики Воронежской области на пятилетнюю перспективу

При составлении перспективных балансов электроэнергии и мощности учитывалось планируемое к строительству и выводу из эксплуатации генерирующее оборудование (с установленной мощностью более 5 МВт) на территории Воронежской области в соответствии с таблицей 3.1.

Таблица 3.1 - Объемы ввода/демонтажа генерирующего оборудования энергосистемы Воронежской области в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы

№ п/п	Станционный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность (МВт)	Год изменения
1	5 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	демонтаж	30	2019
2	4 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	демонтаж	30	2020
3	6 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	демонтаж	30	2020
4	7 ВВЭР-1200	Нововоронежская АЭС (Нововоронежская АЭС-2)	АО «Концерн Росэнергоатом»	ввод	1150	2019
5	10 ПГУ(Т)-223	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	ввод	223	2019

3.1. Цели и задачи развития электроэнергетики. Прогноз потребления электроэнергии на пятилетний период

На основании Закона Воронежской области от 20.12.2018 № 168-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Воронежской области на период до 2035 года» целью развития электроэнергетики Воронежской области является общее повышение эффективности функционирования энергетической инфраструктуры.

Ключевыми задачами, решение которых обеспечивает достижение поставленной цели, являются:

- сокращение затрат энергетических ресурсов на единицу валового регионального продукта;
- проведение модернизации распределительных сетей, обеспечивающих электроснабжение конечных потребителей всех уровней;
- обеспечение замены воздушных и кабельных линий, а также оборудования распределительных устройств с целью минимизации потерь;
- обеспечение потребности в электроэнергетике в дефицитных зонах за счет развития малой энергетики, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии.

Приоритетными направлениями деятельности для развития энергетической инфраструктуры Воронежской области являются:

- развитие возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива;

- популяризация энергосбережения в Воронежской области;
- энергосбережение и повышение энергетической эффективности в системе наружного освещения.

В таблице 3.2 представлен прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации, разработанный в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы (далее – проект СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы).

Таблица 3.2 - Прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2019–2024 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Электроэнергия	Прогнозируемый период					
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч), в том числе:	11 694	12 201	12 303	12 222	12 251	12 386
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	830	830	830	830	830	830
АО «Воронежсинтезкаучук»	237	237	237	237	237	237
АО «Минудобрения»	417	417	417	417	417	417
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	181	181	181	181	181	181

На рисунке 3.1 представлена динамика изменения отчетного электропотребления энергосистемы Воронежской области, а также прогноз электропотребления на 2019–2024 годы.

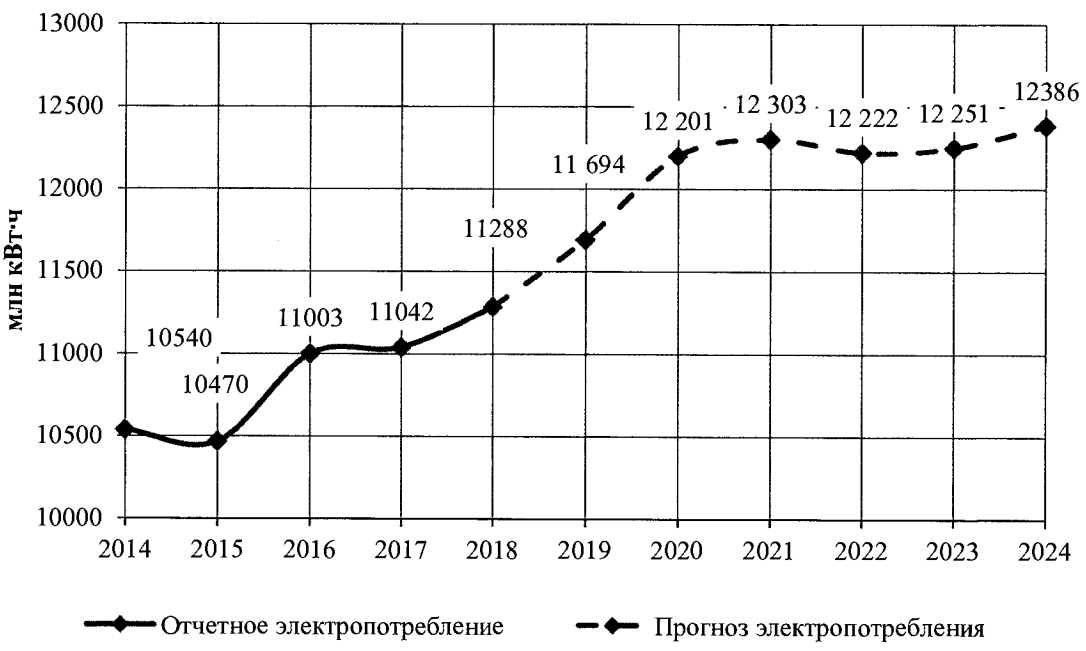


Рисунок 3.1 - Динамика изменения отчетного электропотребления, а также прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области на 2019–2024 годы

3.2. Прогноз максимума нагрузки на пятилетний период на территории Воронежской области

В таблице 3.3 представлен прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа генерирующего

оборудования с высокой вероятностью реализации, разработанный в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы.

Таблица 3.3 – Прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2019–2024 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Мощность (МВт)	Прогнозируемый период					
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Прогноз максимума электрической нагрузки, в том числе:	1923	2000	2022	2022	2026	2031
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	176,5	176,5	176,5	176,5	176,5	176,5
АО «Воронежсинтезкаучук»	35	35	35	35	35	35
АО «Минудобрения»	66	66	66	66	66	66
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	32	32	32	32	32	32

На рисунке 3.2 представлена отчетная динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области в 2014–2018 годах, а также прогноз изменения максимума нагрузки на 2019 – 2024 годы.

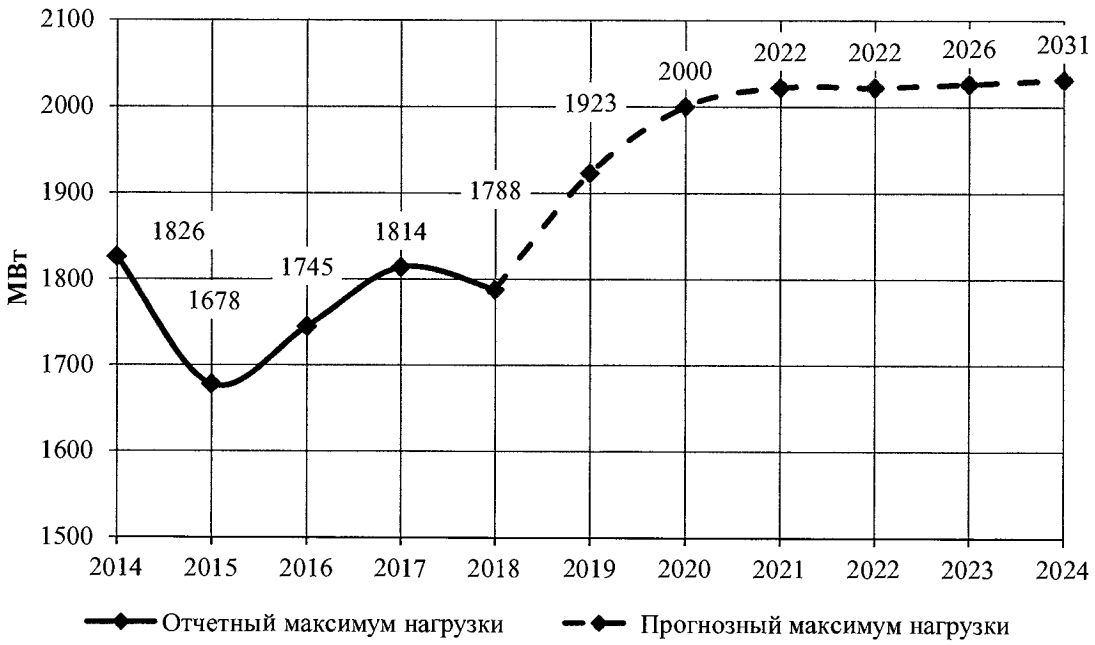


Рисунок 3.2 - Динамика изменения отчетного максимума нагрузки, а также прогноз максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2019–2024 годы

3.3. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

При формировании перспективных балансов электроэнергии Воронежской энергосистемы потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом объемов электропотребления на территории энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

Прогнозные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на пятилетнюю перспективу приняты в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019 – 2025 годы и представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области на 2019–2024 годы, млн кВт·ч

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребность (потребление электрической энергии)	11 694	12 201	12 303	12 222	12 251	12 386
Покрытие (производство электрической энергии)	21 114	28 551	28 551	28 595	28 641	28 662
в том числе:						
АЭС	19 850	26 231	26 231	26 231	26 231	26 231
ТЭС	1 264	2 320	2 320	2 364	2 410	2 431
Сальдо перетоков электрической энергии («+»дефицит, «-»профицит)	-9 420	-16 350	-16 248	-16 373	-16 390	-16 276

Таблица 3.5 - Прогнозный баланс мощности энергосистемы Воронежской области на 2019–2024 годы, МВт

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Потребность (собственный максимум)	1923,0	2000,0	2022,0	2022,0	2026,0	2031,0
Покрытие (установленная мощность)	4205,3	4145,3	4145,3	4145,3	4145,3	4145,3
в том числе:						
АЭС	3747,3	3747,3	3747,3	3747,3	3747,3	3747,3
ТЭС	458,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0
Сальдо перетоков электрической мощности («+» дефицит, «-»профицит)	-2282,3	-2145,3	-2123,3	-2123,3	-2119,3	-2114,3

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на период 2019–2024 годов складывается со значительным профицитом в связи с вводом энергоблоков № 6 и № 7 на Нововоронежской АЭС в 2016 и 2019 годах соответственно.

3.4. Выполнение расчетов электрических режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на пятилетний период

В работе рассмотрены электрические режимы, возникающие при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ энергосистемы Воронежской области в нормальной и основных ремонтных схемах. Нормативные возмущения определены согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились для периодов зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок на период 2020–2024 годов.

Расчетные периоды приняты согласно Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

При выполнении расчетов электрических режимов Воронежской энергосистемы температура воздуха для зимних периодов принята равной минус 5 °С, а для летних периодов плюс 20 °С.

При формировании расчетных моделей в качестве исходных данных учитывались следующие мероприятия по строительству/реконструкции объектов в энергосистеме Воронежской области:

– мероприятия в электрической сети 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, предусмотренные проектом СиПР ЕЭС России 2019–2025 годы;

– мероприятия актуальной Инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» (в части объектов на этапе строительства);

– мероприятия в рамках заключенных договоров на технологическое присоединение новых энергопринимающих устройств по данным от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;

– мероприятия в рамках утвержденных ТУ на ТП новых энергопринимающих устройств более 5 МВт.

Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов представлен в таблицах 3.6 и 3.7.

Таблица 3.6 – Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов, введенных и реконструируемых в 2018, 2019 годах

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км) ПС (МВА)
1	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина.	2018	1х25 МВА 5,1 км
2	Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ Южная с заменой двенадцати выключателей 110 кВ	2018	-
3	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством КЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1,2 Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Кировская	2019	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ
4	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 ориентировочной протяженностью 115,35 км (1х115,35 км) с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	2019	115,35 км

Таблица 3.7 – Перечень учтенных в качестве исходных данных мероприятий на перспективу 2019–2024 годов

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка ориентировочной протяженностью 120,3 км (1х120,3 км) со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	120,3 км, 125 МВА	2019	Обеспечение выдачи мощности блока № 7 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС (блока № 2 Нововоронежской АЭС-2)	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 № 1, 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	0,54 км 0,43 км 2 ячейки 110 кВ	2019		ПАО «МРСК Центра»
3	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кА и замена семи выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1.Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ 110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2019	Обеспечение выдачи мощности ПГУ Воронежской ТЭЦ-1 (223 МВт)	ПАО «Квадра»
4	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВт до 590 МВА	2х250 МВА	2022	Реновация основных фондов. Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП ООО «Выбор» к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
6	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский со строительством ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	125 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»
7	Строительство ПС 110 кВ Отрадное. Строительство отпаек от ВЛ-110-45,46	2х40 МВА	2020	Утвержденные ТУ на ТП ООО «Воронежбытстрой» к ПАО «МРСК Центра». Договор ТП между ПАО «МРСК Центра» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
8	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаек от ВЛ 110-39,40	2х10 МВА	2020	Утвержденные ТУ на ТП МУП «Воронежская горэлектросеть» к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
9	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая № 1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2021	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между департаментом строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС». Дополнительное соглашение № 3 к государственному контракту об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям между ПАО «ФСК ЕЭС» и департаментом строительной политики Воронежской области от 12.12.2018	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
10	Строительство ПС 110 кВ Отечество. Строительство КВЛ 110 кВ Латная - Отечество 1,2 цепь. Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2х40 МВА, 2 ячейка 110 кВ	2021	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Отечество» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Отечество», ПАО «ФСК ЕЭС»

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей. При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились с использованием программного комплекса «RastrWin».

Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2020 – 2024 годов представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной (двойной) ремонтных схемах в период летних максимальных и минимальных нагрузок 2020 – 2024 годов (токовая нагрузка в % от $I_{ддтн}$)

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2	2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год	
			Лето макс	Лето мин	Лето макс	Лето мин	Лето макс	Лето мин	Лето макс	Лето мин	Лето макс	Лето мин
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	108	126	106	125	101	117	115	133	114	130
	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	90	100	89	99	84	92	95	104	95	104
		ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	85	99	84	98	81	92	89	100	88	100
	ВЛ 220 кВ Южная-Усмань-тяговая	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	78	100	76	98	73	93	83	102	82	102
		ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	81	95	80	94	75	88	87	100	87	100
	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	82	95	81	95	77	88	88	100	88	100
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	108	126	106	125	101	117	115	133	114	130
	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	91	100	90	100	85	93	97	105	96	105
		ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	85	100	84	98	81	92	89	100	88	100
	ВЛ 220 кВ Южная-Усмань-тяговая	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	78	100	76	<60	73	93	83	102	82	102
		ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	82	96	81	95	76	89	88	101	88	101
	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	83	96	82	95	78	89	89	101	89	100
ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Борино-Воронежская	93	103	93	103	78	87	97	107	97	107
ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками №45	ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками №46	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	89	97	89	98	78	86	93	102	93	102
ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками №46	ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками №45	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	89	97	89	98	78	86	93	102	93	101

3.5. Определение и составление на основании балансовых и электрических расчетов перечня схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

3.5.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2020 – 2024 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах.

В соответствии изменениями в ТУ на ТП ПГУ-10 Воронежской ТЭЦ-1 суммарная максимальная мощность генерации составляет 264,8 МВт, что было учтено в РМ на период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок в 2020 – 2024 годах.

На основании анализа расчетов электрических режимов на период 2020 – 2024 годов при нормативных возмущениях в нормальной схеме зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок не выявлено схемно-режимных ситуаций, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

На основании анализа расчетов электрических режимов зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на период 2020 – 2024 годах выявлены следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- недопустимое снижение напряжения ниже допустимых значений в Придонском энергоузле;
- превышение АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка;
- превышение АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками;
- превышение АДТН ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками №45 (46);
- превышение АДТН ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья;
- превышение ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2, Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное. Недопустимая токовая загрузка в нормальной схеме ВЛ-35-36, ВЛ-35-89.

Ниже представлено подробное описание схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Снижение напряжения в Придонском энергоузле, ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая, ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка

В период зимних максимальных нагрузок 2020–2024 годов при отключении ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 (2) с отпайкой на ПС Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 (1) с отпайкой на ПС Цементник или при отключении АТ-1 (2) в схеме ремонта АТ-2(1) на ПС 220 кВ Придонская прогнозируется снижение напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла до значений ниже аварийно допустимой величины 93 кВ. Для предотвращения недопустимого снижения напряжения рекомендуется при выводе в ремонт ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник, ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская осуществить следующие мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение в работу на ПС 220 кВ Придонская БСК-1, БСК-2;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

Данных мероприятий достаточно для нормализации уровней напряжения в Придонском энергоузле при рассматриваемых нормативных возмущениях в ремонтной схеме.

В период летних максимальных нагрузок 2020–2024 годов прогнозируются следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений. При двойном ремонте ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская отключение ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) приводит к снижению напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла вплоть до нарушения статической устойчивости нагрузки. При этом снижается уровень напряжения у следующих потребителей: АО «Минудобрения», ОАО «Павловск Неруд», потребителей восьми административных районов Воронежской области с населением 320 тыс. человек (Верхнемамонский, Петропавловский, Богучарский, Кантемировский, Россошанский, Павловский, Ольховатский, Подгоренский) и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Райновская-тяговая, ПС 110 кВ Журавка-тяговая, ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская рекомендуется осуществить следующие мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение в работу на ПС 220 кВ Придонская БСК-1, БСК-2;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

Данных мероприятий недостаточно для нормализации уровней напряжения в Придонском энергоузле в двойных ремонтных схемах при отключении ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая): напряжение на шинах 110

кВ ПС 220 кВ Придонская составляет 84 кВ, что ниже аварийно допустимого напряжения 93 кВ, также при этом наблюдается недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) – 129 % от $I_{ДДТН}$ (614 А) (129 % от $I_{ДДТН}$ (611 А)).

ДДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая составляет 473 А при температуре плюс 20 °С и 581 А при температуре минус 5 °С; АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая не превышает ДДТН.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ, а также нормализации уровней напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла при одновременном ремонте ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская достаточно ввести ГВО в объеме не менее 64 МВт.

При снижении нагрузки в Придонском энергоузле напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская восстанавливается до уровня минимально допустимого значения 97 кВ быстрее, чем ликвидируется недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка. Для предотвращения ввода ГВО в двойных ремонтных схемах рекомендуется установка на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме не менее 64 МВт.

ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками выявлено в период летних максимальных и минимальных нагрузок в 2020 – 2024 годах при отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40(39) и одной из следующих ЛЭП:

– ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская;

– ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая;

– ВЛ 220 кВ Южная - Усмань-тяговая;

а также при одновременном отключении ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 (40) выявлена в период летних минимальных нагрузок 2023 года при аварийоном отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 (39) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская и составила 131 % от $I_{ДДТН}$ (652 А) при загрузке 47% в нормальной схеме.

ДДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками составляет 536 А при температуре плюс 20 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками при температуре плюс 20 °С не превышает ДДТН.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется в ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская выполнить следующие схемно-режимные мероприятия:

- деление транзита ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39,40 с отпайками со стороны ПС 220 кВ Кировская;
- деление транзита ВЛ 110 кВ Отрожка-СХИ №31,32 (ВЛ-110-31, ВЛ-110-32) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки «северного транзита» при аварийном отключении одной из цепей);
- включение ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключение со стороны НВАЭС (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская (свыше 120% от $I_{ддтн}$) при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая или ВЛ 220 кВ Южная - Усмань-тяговая для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39, 40 достаточно осуществить деление транзита ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39, 40 с отпайками.

Новых недопустимых токовых нагрузок при реализации предложенных схемно-режимных мероприятий в ремонтных схемах и аварийное отключение сетевого элемента не возникает.

ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками № 45 (46)

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками № 45 (46) выявлена в период летних минимальных нагрузок 2024 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками № 45 (46) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская и составила 102 % от $I_{ддтн}$ (544 А) при загрузке 23 % в нормальной схеме.

ДДТН ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками № 45 (46) составляет 536 А при температуре плюс 20 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Воронежская-Кировская с отпайками № 45 (46) при температуре плюс 20 °С соответствует ДДТН.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется в ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская выполнить следующие схемно-режимные мероприятия:

- деление транзита ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39,40 с отпайками со стороны ПС 220 кВ Кировская;
- деление транзита ВЛ 110 кВ Отрожка-СХИ № 31,32 (ВЛ-110-31, ВЛ-110-32) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки «северного транзита» при аварийном отключении одной из цепей);
- включение ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключение со стороны НВАЭС (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская (свыше 120% от $I_{ддтн}$) при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

Новых недопустимых токовых нагрузок при реализации предложенных схемно-режимных мероприятий в ремонтных схемах и аварийном отключении сетевого элемента не возникает.

ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья выявлена в период летних минимальных нагрузок 2024 года при отключении ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на НВАЭС и ВЛ 500 кВ Борино-Воронежская и составила 107 % от $I_{ддтн}$ (926 А) при загрузке 53 % в нормальной схеме.

ДДТН ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья составляет 866 А при температуре плюс 20 °С и ограничивается проводом АС-400. АДТН ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья при температуре плюс 20 °С соответствует ДДТН.

На ПС 220 кВ Кировская установлена АОПО ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья, вторая ступень которой с уставкой срабатывания 720 А при температуре плюс 35 °С, 860 А при плюс 20 °С, 990 А при плюс 5 °С действует на отключение ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья с запретом ТАПВ. Действие АОПО ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья приводит к увеличению токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая до 988 А. Вторая ступень АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая, установленная на ПС 220 кВ Южная, с уставкой срабатывания 830 А при температуре плюс 35 °С и 1000 А при температуре плюс 19 °С действует на отключение ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая со стороны ПС 220 кВ Южная с запретом ТАПВ. Таким образом, при принятой расчетной температуре воздуха в летний период плюс 20 °С АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая отработает только на сигнал, отключения ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая не последует.

Для предотвращения срабатывания АОПО ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья достаточно в схемах ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на НВАЭС или ВЛ 500 кВ Борино-Воронежская снизить переток активной мощности в сечении «Нововоронежское» путем разгрузки Нововоронежской АЭС.

Присоединение потребителей территории опережающего социально-экономического развития «Павловск»

В соответствии с ТУ на ТП энергопринимающих устройств Муниципального унитарного производственного предприятия Павловского муниципального района «Энергетик» максимальной мощностью 46,9 МВт выполняются следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 в части установки двух линейных ячеек 110 кВ;
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Павловск-4 протяженностью 80 км;
- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Павловск-4 до ПС 110 кВ протяженностью 0,5 км;

– строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Очередность и сроки реализации указанных мероприятий должны определяться по мере поступления заявок на ТП потребителей к сетям МУПП Павловского муниципального района «Энергетик», с включением данных мероприятий в ТУ на ТП.

Анализ режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше в Рамонском, Новоусманском и Верхнехавском районах

На основании анализа текущей режимной ситуации в Рамонском районе выявлены схемно режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

– в период зимнего контрольного замера 2018 года (19.12.2018, 18-00) по данным суточной ведомости филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» суммарная нагрузка ПС 110 кВ Рамонь-2 составила 27,63 МВА. Следовательно, токовая нагрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2 при аварийном отключении Т-2(1) составляет 110 % от $I_{ном}$. Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП отсутствует;

– в период зимнего контрольного замера 2018 года (19.12.2018, 18-00) по данным суточной ведомости филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» суммарная нагрузка ПС 35 кВ Новоживотинное составила 8,16 МВА. Следовательно, токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное при аварийном отключении Т-2(1) составляет 129 % от $I_{ном}$. Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП отсутствует;

– по данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» 06.10.2018 19-00 (температура окружающего воздуха +13° С) была зафиксирована токовая нагрузка ВЛ-35-36 в объеме 305,8 А, что превышает ДДТН данной ВЛ (ограничивающим элементами ВЛ-35-36 является ТТ со стороны ПС 110 кВ Рамонь-2 с номинальным током 300 А и провод АС-70 с ДДТН 300 А при температуре окружающего воздуха +13° С). Также зафиксирована токовая нагрузка ВЛ-35-89 в объеме 211 А, что превышает ДДТН данной ВЛ (ограничивающим элементами ВЛ-35-89 является ВЧЗ со стороны ПС 35 кВ Берёзовка с номинальным током 200 А).

По данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» в таблице 3.9 представлена суммарная максимальная подключенная мощность потребителей к ЦП 110 Рамонь-2, ЦП 35 кВ Новоживотинное, ЦП 35 кВ Берёзовка, ЦП 35 кВ Алёна и ЦП 35 кВ Рамонь-1 (1 сек.) в соответствии с исполненными договорами ТП за последние 3 года.

Таблица 3.9 – Суммарная максимальная мощность потребителей по исполненным договорам ТП за последние 3 года

ЦП	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Суммарная максимальная мощность потребителей по исполненным договорам ТП за последние 3 года, МВт
ПС 110 кВ Рамонь-2	2х25	31,2 МВт (1, 2 сек. 10 кВ и 1, 2 сек. 35 кВ)
ПС 35 кВ Новоживотинное	2х6,3	13,81 МВт
ПС 35 кВ Алёна	6,3	7,01 МВт
ПС 35 кВ Берёзовка	2х4	2,28 МВт
ПС 35 кВ Рамонь-1 (Т-1)	6,3	2,74 МВт

В таблице 3.10 представлена информация о загрузке ЦП 35, 110 кВ, на которых прогнозируется в 2020–2024 годах превышения ДДТН трансформаторного оборудования при аварийном отключении наиболее мощного трансформатора. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний и летний периоды 2018 года, а также данных филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» о приростах мощности в рамках заключенных договоров на период 2019 – 2024 годов.

На основании анализа загрузки ПС 35 кВ Новоживотинное и ПС 35 кВ Берёзовка в зимний и летний периоды в таблице 3.10 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП при АО параллельно работающего трансформатора на перспективу 2019 – 2024 годах прогнозируется превышение ДДТН оставшегося в работе трансформатора:

- в зимний период 2019 – 2024 годов токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное при аварийном отключении Т-2(1) составит 165 % от $I_{ном}$. С учетом возможного перевода нагрузки в послеаварийном режиме по сети 10 кВ на другие ЦП токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное при аварийном отключении Т-2(1) составит 149 % от $I_{ном}$. Возможность дополнительного перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП отсутствует;
- в летний период 2019 – 2024 годов токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Берёзовка при аварийном отключении Т-2(1) составит 103 % от $I_{ном}$. Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП отсутствует.

Также прогнозируется превышение в нормальной схеме ДДТН ВЛ-35-36, ВЛ-35-89 (в таблице 3.11 представлена длительно допустимая токовая нагрузка по данным собственника оборудования) в следующие периоды:

- в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок 2019 – 2024 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Берёзовка, ПС 35 кВ Алёна и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 19,26 МВА и, следовательно, токовая нагрузка ВЛ-35-36 при напряжении 35 кВ составит 318 А (без учета потерь), что превышает ДДТН 300 А при t=-5 °С. Ограничивающим элементов ВЛ-35-36 является ТТ со стороны ПС 110 кВ Рамонь-2;
- в нормальной схеме в период летних максимальных нагрузок 2019 – 2024 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Берёзовка, ПС 35 кВ Алёна и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 18,2 МВА и, следовательно,

токовая нагрузка ВЛ-35-36 при напряжении 35 кВ составит 300 А (без учета потерь), что превышает ДДТН 278 А при t=+20 °С. Ограничивающим элементов ВЛ-35-36 является провод АС-70;

- в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок 2019 – 2024 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Алёна и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 16,31 МВА и, следовательно, загрузка ВЛ-35-89 при напряжении 35 кВ составит 269 А (без учета потерь), что превышает ДДТН 200 А при t=-5°С. Ограничивающим элементом ВЛ-35-89 является ВЧЗ со стороны ПС 35 кВ Берёзовка;
- в нормальной схеме в период летних максимальных нагрузок 2019 – 2024 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Алёна и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 14,07 МВА и, следовательно, загрузка ВЛ-35-89 при напряжении 35 кВ составит 232 А (без учета потерь), что превышает ДДТН 200 А при t=+20°С. Ограничивающим элементом ВЛ-35-89 является ВЧЗ со стороны ПС 35 кВ Берёзовка.

Таблица 3.10 – Загрузка ЦП 35, 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров ТП

ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимум нагрузки в день контрольного замера, МВА	Суммарный объем мощности потребителей по действующим договорам ТП (МВА)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффициентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
	Т-1	Т-2	Т-3				2019	2020	2021	2022	2023	2024	2018	2019	2020	2021	2022	2023
По данным зимнего контрольного замера 19.12.2018, 18-00																		
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	1,7	26,7	27,63*	8,6**						33,55	33,55	33,55	33,55	33,55	33,55
ПС 35 кВ Новоживотинное	6,3	6,3	-	1,0	7,3	8,16	4,62						10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40
ПС 35 кВ Алёна	6,3	-	-	2,2	8,5	5,58	0,69						5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
ПС 35 кВ Берёзовка	4	4	-	0,0	4,0	2,41	1,11						2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
По данным летнего контрольного замера 20.06.2018, 22-00																		
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,45	27,45	22,72	8,6						28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64
ПС 35 кВ Новоживотинное	6,3	6,3	-	1,1	7,4	7,21	4,62						9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45
ПС 35 кВ Алёна	6,3	-	-	2,0	8,3	4,29	0,69						4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
ПС 35 кВ Берёзовка	4	4	-	0,0	4,0	3,59	1,11						4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13

* С учетом нагрузки ПС 35 кВ Новоживотинное, Алёна, Берёзовка.

** С учетом мощности по договорам ТП к ПС 35 кВ Новоживотинное, Алёна, Берёзовка.

Таблица 3.11 – Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ-35-36 и ВЛ-35-89

Наименование ВЛ	Наименование ПС	Марка провода	Длительно допустимый ток по проводу при расчетной t провода +70 °С (А)		Номинальный ток по оборудованию (А)				Ограничивающий элемент
			температура окружающего воздуха (°С)		В	Р	ТТ	ВЧЗ	
			-5 и ниже	+20					
ВЛ 35 кВ № 36	ПС 110 кВ Рамонь-2	АС – 70	342	278	630	630	300	630	ТТ
	ПС 35 кВ Берёзовка				-	-	-	400	Провод
ВЛ 35 кВ № 89	ПС 35 кВ Новоживотинное	АС – 95	426	346	-	1000	-	400	Провод, ВЧЗ
	ПС 35 кВ Алёна				-	1000	-	630	Провод
	ПС 35 кВ Берёзовка				630	600	300	200	ВЧЗ, ТТ

На основании анализа результатов расчетов текущей режимной ситуации, а также представленных расчетов на перспективу 2020-2024 годов требуются следующие мероприятия по реконструкции объектов 35, 110 кВ в Рамонском районе:

- реконструкция ПС 110 кВ Рамонь-2 с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 25 МВА на 40 МВА;
- реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 6,3 МВА на 10 МВА;
- реконструкция ПС 35 кВ Берёзовка с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 4 МВА на 6,3 МВА;
- реконструкция ВЛ-35-36 с заменой провода АС-70 на АС-95 (11,23 км) и заменой ТТ 300 А со стороны ПС 110 кВ Рамонь-2 на ТТ с номинальным током 630 А;
- замена ВЧЗ 200 А на ВЛ-35-89 со стороны ПС 35 кВ Берёзовка на ВЧЗ с номинальным током 630 А.

По данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» суммарная укрупненная капитальная стоимость представленных реконструкций составляет 618,472 млн руб.

Так как по данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» замена провода ВЛ-35-36 невозможна без ограничения электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Новоживотинное, ПС 35 кВ Берёзовка, ПС 35 кВ Алёна, то в качестве альтернативы представленным реконструкциям существующей сети рекомендуется осуществить наиболее экономичное мероприятие по сооружению нового центра питания ПС 110/35/10 кВ Задонская со строительством отпаек от ВЛ-110-47, 48 и изменением топологии сети 35 кВ в соответствии с принципиальной схемой, представленной на рисунке 3.3. Для предотвращения превышения ДДТН Т-1(2) ПС 35 кВ Берёзовка при аварийном отключении Т-2(1)

учтено строительство нового фидера 10 кВ между ПС 35 кВ Берёзовка и ПС 110 кВ Рамонь-2 с переводом мощности на ПС 110 кВ Рамонь-2 в объеме не менее 0,3 МВА. По данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», укрупненная капитальная стоимость сооружения ЦП 110/35/10 кВ Задонская составляет 558,4 млн руб.

Загрузка рассматриваемых ЦП с учетом строительства новой ПС 110 кВ Задонская со строительством отпаек от ВЛ-110-47,48 с изменением топологии сети 35 кВ (рисунок 3.3) представлена в таблице 3.12. Реализация мероприятия по строительству нового ЦП позволит ликвидировать превышение ДДТН Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное, Т-1(2) ПС 35 кВ Берёзовка, Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2, ВЛ-35-36, ВЛ-35-89 и даст возможность для новых ТП энергопринимающих устройств в Рамонском районе к ПС 110 кВ Рамонь-2 и новой ПС 110 кВ Задонская.

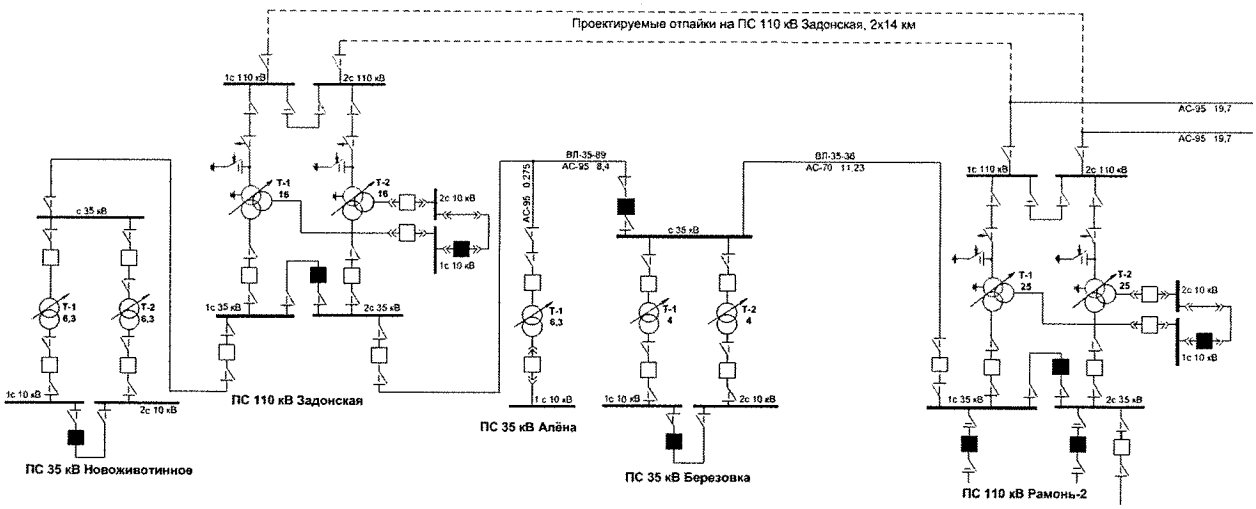


Рисунок 3.3 - Принципиальная схема присоединения новой ПС 110/35/10 кВ Задонская

Таблица 3.12 – Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки и строительства новой ПС 110 кВ Задонская в 2020 году

ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимум нагрузки в день контрольного замера, МВА	Объем перераспределения мощности (МВА)	Суммарный объем мощности потребителей по действующим договорам ТП (МВА)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффициентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
	Т-1	Т-2	Т-3					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
По данным зимнего контрольного замера 19.12.2018, 18-00																			
Новая ПС 110 кВ Задонская	16	16	-	5,58	21,58	-	+13,74							-	13,74	13,74	13,74	13,74	13,74
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	4,11	29,11	27,63	-13,74	8,6						33,55	19,81	19,81	19,81	19,81	19,81
ПС 35 кВ Новоживотинное	6,3	6,3	-	1	7,3	8,16	-3,2	4,62						10,40	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20
ПС 35 кВ Алёна	6,3	-	-	2,2	8.5	5,58	0	0,69						5,91	5,91	5,91	5,91	5,91	5,91
ПС 35 кВ Берёзовка	4	4	-	0	4	2,41	0	1,11						2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
По данным летнего контрольного замера 20.06.2018, 22-00																			
Новая ПС 110 кВ Задонская	16	16	-	4,29	20,29	-	+11,5							-	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	6,04	31,04	22,72	-11,5	8,6						28,64	17,14	17,14	17,14	17,14	17,14
ПС 35 кВ Новоживотинное	6,3	6,3	-	1.1	7.4	7,21	-2,2	4,62						9,45	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
ПС 35 кВ Алёна	6,3	-	-	2	8.3	4,29		0,69						4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
ПС 35 кВ Берёзовка	4	4	-	0	4	3,59	-0,3	1,11						4,13	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83

3.5.2. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше

В таблице 3.13 представлена информация о загрузке ЦП 110 кВ и выше. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний период 2016–2018 годов, а также данных о приростах мощности в рамках заключенных договоров на период 2019–2024 годов по данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС».

На основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров ТП ниже представлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

ПС 110 кВ Бутурлиновка-1

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2019 году 124 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2019 году ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА на 25 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «Бутурлиновская электросетевая компания» максимальной мощностью 2 МВт.

ПС 110 кВ ЗАК

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ ЗАК с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая загрузка Т-2 при аварийном отключении Т-1 составит в 2020 году 138 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2020 году ПС 110 кВ ЗАК с заменой трансформатора Т-2 номинальной мощностью 25 МВА на 40 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЭнергоПромСистемы» и в выданных филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 22 МВт.

Таблица 3.13 - Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров ТП

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Суммарный объем мощностн потребителей по действующим договорам ТП (МВт)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффицнентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
		Т-1	Т-2	Т-3					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25	-	25	6,3	31,3	12,99	2,78						14,90	14,90	14,90	14,90	14,90	14,90
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	25	1,4	26,4	13,59	3,01						15,66	15,66	15,66	15,66	15,66	15,66
3	ПС 110 кВ №31 Воля	25	25	-	25	3,69	28,69	17,47	3,82	1					20,10	20,79	20,79	20,79	20,79	20,79
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	16	4,85	20,85	18,84	0,77						19,37	19,37	19,37	19,37	19,37	19,37
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	16	6,4	22,4	9,4	0,39						9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67
6	ПС 110 кВ №11 Краснолесное	5,6	6,3	-	5,6	2,88	8,48	5,94	0						5,94	5,94	5,94	5,94	5,94	5,94
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	6,3	1	7,3	3,24	1,1						4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	25	4,11	29,11	27,63	8,6	-13,74					33,55	19,81	19,81	19,81	19,81	19,81
8а	Новая ПС 110 кВ Задонская	16	16	-	16	5,58	21,58	-	0	+13,74					-	13,74	13,74	13,74	13,74	13,74
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	25	0	25	19,46		22					19,46	34,60	34,60	34,60	34,60	34,60
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	16	0	16	14,16	0,41						14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44
11	ПС 110 кВ №14 Западная	31,5	31,5	-	31,5	0	31,5	12,64	0,21						12,78	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78
12	ПС 110 кВ №16 Юго-Западная	31,5	31,5	40	63	0	63	49,09	0						49,09	49,09	49,09	49,09	49,09	49,09
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	45	3,1	48,1	47,45	0,06						47,49	47,49	47,49	47,49	47,49	47,49
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	80	0	80	41,51	1,65						42,65	42,65	42,65	42,65	42,65	42,65
15	ПС 110 кВ №28 Тепличная	25	25	-	25	0	25	14,21	0,51						14,56	14,56	14,56	14,56	14,56	14,56
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	25	4,2	29,2	17,47	1,22						18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31
17	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40	-	40	0	40	28,16	0,1						28,23	28,23	28,23	28,23	28,23	28,23
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	63	0	63	41,23	1,7	1					42,40	43,09	43,09	43,09	43,09	43,09
19	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16	-	10	3,4	13,4	8,96	0,35						9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20
20	ПС 110 кВ Каменка (БУ)	10	10	-	10	7,15	17,15	9,99	1,48						11,01	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	10	4,2	14,2	7,82	1,55						8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	16	5,48	21,48	5,72	0,48						6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
23	ПС 110 кВ Краснолипье	16	16	-	16	7,65	23,65	14,97	0,94						15,62	15,62	15,62	15,62	15,62	15,62
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	81	36	117	53,8	8,87	1,1					59,90	60,66	60,66	60,66	60,66	60,66
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	16	7,6	23,6	10,3	0,63						10,73	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	6,3	1	7,3	2,71	0,1						2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
27	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16	-	16	1,72	17,72	18,45	2,02						19,84	19,84	19,84	19,84	19,84	19,84
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	16	6,23	22,23	6,4	0,72						6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	6,3	1,1	7,4	3,1	1,22						3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
30	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3	-	6,3	2	8,3	6,26	0,23						6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	25	8,62	33,62	22,06	0,74						22,57	22,57	22,57	22,57	22,57	22,57
32	ПС 110 кВ Острогожск	40,5	40,5	-	40,5	1,86	42,36	20,18	0,69						20,65	20,65	20,65	20,65	20,65	20,65
33	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40	32	6,1	38,1	24,98	1,1	2					25,74	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-	63	0	63	8,6		2,3					8,60	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-	16	8,04	24,040867	14,14	8,028	2,73					19,66	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20	40	0	40	19,71	19,56						33,18	33,18	33,18	33,18	33,18	33,18

№ п/п	ПС	Установленная мощность Трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Суммарный объем мощности потребителей по действующим договорам ТП (МВт)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффициентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
		Т-1	Т-2	Т-3					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-	2,5	0	2,5	1,29	0,02						1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
38	ПС 110 кВ №29 ДСК	25	25	-	25	4,7	29,7	19,24	0,39						19,51	19,51	19,51	19,51	19,51	19,51
39	ПС 110 кВ Жилпоселковая	10	10	-	10	0	10	5,43	0						5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43
40	ПС 110 кВ №47 Сомово	25	25	-	25	0	25	12,9	0,02						12,91	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-	10	3,31	13,31	5,94	0,38	2,2					6,20	7,72	7,72	7,72	7,72	7,72
42	ПС 110 кВ Лискинская	10	16	-	10	2,72	12,72	6,07	0						6,07	6,07	6,07	6,07	6,07	6,07
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-	10	3,37	13,37	2,75	0,22						2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-	6,3	0	6,3	5,87	0,01						5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88
45	ПС 110 кВ №36 Воронежская	25	25	-	25	0	25	2,63	0,49						2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
46	ПС 110 кВ №30 Подгорное	40	40	63	80	0	80	74,01	0,53						74,37	74,37	74,37	74,37	74,37	74,37
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-	10	0	10	8,5	2						9,88	9,88	9,88	9,88	9,88	9,88
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-	63	0	63	23,77	0,38						24,03	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-	25	0	25	14,67	0						14,67	14,67	14,67	14,67	14,67	14,67
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-	40	0	40	25,58	0						25,58	25,58	25,58	25,58	25,58	25,58
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-	63	0	63	34,01	0						34,01	34,01	34,01	34,01	34,01	34,01
52	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	6,3	6,3	-	6,3	0	6,3	2,48	0,29						2,68	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-	40	0	40	22,43	2						23,81	23,81	23,81	23,81	23,81	23,81
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	64	0	64	41,6	0						41,60	41,60	41,60	41,60	41,60	41,60
55	ПС 110 кВ Подгорное-районная	16	16	-	16	1,58	17,58	7,85	0,51						8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20
56	ПС 110 кВ № 42 Полюс	40	40	-	40	0	40	22	0						22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
57	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63	-	63	0	63	13,7	0						13,70	13,70	13,70	13,70	13,70	13,70
58	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	10	10	-	10	0	10	1,78	0						1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-	2,5	0,55	3,05	0,42	0,01						0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-	10	4,67	14,67	5,64	0						5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-	16	2,35	18,35	4,05	0,15						4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-	6,3	0,44	6,74	0,5	0,01						0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-	6,3	0,5	6,8	0,96	0,15						1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-	25	3,86	28,86	10,39	1,05	1,78					11,11	12,34	12,34	12,34	12,34	12,34
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-	16	4,94	20,94	6,13	0,03						6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-	10	3,6	13,6	6,73	0,06						6,77	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-	25	14,45	39,45	29,79	0,76						30,31	30,31	30,31	30,31	30,31	30,31
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	6,3	1,06	7,36	2,01	0,05						2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	40	0	40	6,95	0						6,95	6,95	6,95	6,95	6,95	6,95
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	10	0,18	10,18	2,54	0,14						2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	6,3	0,4	6,7	1,24	0,1						1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	16	0,22	16,22	7,42	0,12						7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	10	0,47	10,47	2,95	0,04						2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16	-	16	1,8	17,8	3,94	0,08						4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	10	4,19	14,19	5,79	0,61						6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Суммарный объем мощности потребителей по действующим договорам ТП (МВт)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффициентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
		Т-1	Т-2	Т-3					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	10	0	10	2,55	0,05						2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	6,3	1,59	7,89	0,64	0,09						0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
78	ПС 110 кВ Таловая-районная	16	16	-	16	4,34	20,34	9,51	0,2	2					9,65	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	10	2,2	12,2	3,37	0,21						3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	16	0	16	7,1	0						7,10	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	6,3	1,3	7,6	2,36	0,05						2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
82	ПС 110 кВ Эртиль	16	16	-	16	1,42	17,42	9,17	0,69						9,64	9,64	9,64	9,64	9,64	9,64
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	25	1,2	26,2	17,71	0,46						18,03	18,03	18,03	18,03	18,03	18,03
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	16	2,2	18,2	6,84	0,23						7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
85	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3	-	6,3	2,7	9	4,87	0,71						5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	2,5	1,28	3,78	1,25	0						1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	6,3	1,14	7,44	1,03	0						1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	6,3	2,97	9,27	1,74	0,04						1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
89	ПС 110 кВ Калачеевская	6,3	-	-	6,3	0,78	7,08	0,63	0						0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	16	1	17	1,66	0,88						2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	10	0,82	10,82	4,2	0,79						4,74	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	10	3,51	13,51	6,03	0,83						6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	6,3	0,69	6,99	0,42	0,15						0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	6,3	0	6,3	0,38	0,02						0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	6,3	1,01	7,31	1,42							1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
96	ПС 110 кВ Павловск-2	63	63	-	63	10,4	73,4	20,38	0,72	46,9					20,88	71,31	71,31	71,31	71,31	71,31
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	10	2,18	12,18	2,82	0,17						2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	6,3	1,24	7,54	1,22	0,03						1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	6,3	1,8	8,1	4,54	0,06						4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	10	2,7	12,7	2,84		2					2,84	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	6,3	4,59	10,89	4,38	0,11						4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	10	2,36	12,36	1,83	0,06	1,5					1,87	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
103	ПС 110 кВ Шишовка	6,3	-	-	6,3	0,86	7,16	0,79	0,05	4,5					0,82	3,92	3,92	3,92	3,92	3,92
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	6,3	1,52	7,82	1,82	0,32						2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	6,3	1,81	8,11	2,16	0,03						2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
106	ПС 110 кВ Никоноровка	2,5	6,3	-	2,5	1,81	4,31	1,18	0,36						1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	10	2,61	12,61	10,49	0,58						10,89	10,89	10,89	10,89	10,89	10,89
108	ПС 110 кВ Бугаевка	16	-	-	16	8,58	24,58	8,96	0,1						9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	10	0	10	3,42	2	3	2				4,80	6,86	8,24	8,24	8,24	8,24
110	ПС 110 кВ Родина	25	-	-	25	0	25	6,9	0						6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
111	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	40	40	-	40	0	40	15,94	0						15,94	15,94	15,94	15,94	15,94	15,94
112	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	40	0	40	27,18	0,07						27,23	27,23	27,23	27,23	27,23	27,23
113	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	40	40	-	40	0	40	10,72	14						20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35
114	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	20	40	-	20	2,17	22,17	22,15	0						22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая загрузка трансформаторов режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора (МВА)	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП (МВА)	Длительно допустимая загрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС (МВА)	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года (МВА)	Суммарный объем мощности потребителей по действующим договорам ТП (МВт)						Максимальная нагрузка ЦП с учетом мощности потребителей по действующим договорам ТП (с учетом коэффициентов несовпадения и совмещения нагрузки потребителей) (МВА)					
		Т-1	Т-2	Т-3					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019	2020	2021	2022	2023	2024
115	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	71,5	0	71,5	44,32	0						44,32	44,32	44,32	44,32	44,32	44,32
116	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	40	0	40	24,1	0,82						24,66	24,66	24,66	24,66	24,66	24,66
117	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	40	40	-	40	0	40	35,67	0,03						35,69	35,69	35,69	35,69	35,69	35,69
118	ПС 110 кВ Острогожск-тяговая	20	40	-	20	0	20	11,89	0						11,89	11,89	11,89	11,89	11,89	11,89
119	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	40	20	-	20	0	20	16,43	0						16,43	16,43	16,43	16,43	16,43	16,43
120	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	20	20	-	20	0	20	14,78	0						14,78	14,78	14,78	14,78	14,78	14,78
121	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,57	0,36						14,82	14,82	14,82	14,82	14,82	14,82
122	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,1	0						14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10
123	ПС 110 кВ Бобров-тяговая	40	40	-	40	0	40	20,3	0						20,30	20,30	20,30	20,30	20,30	20,30
124	ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	40	40	-	40	0	40	11,23	0						11,23	11,23	11,23	11,23	11,23	11,23
125	ПС 110 кВ ГПП-1	31,5	31,5		31,5	0	31,5	3,52	0						3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
126	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32		32	0	32	4,89	0						4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89
127	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32		32	0	32	11,03	0						11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
128	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25		25	0	25	10,22	0						10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22

3.6. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

ПС 110 кВ №16 Юго-Западная

На основании Акта технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016, подписанного первым заместителем директора – главным инженером филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», был зафиксирован моральный и физический износ Т-1 31,5 МВА (1954 г.в.), Т-2 31,5 МВА (1952 г.в.) и Т-3 40 МВА (1976 г.в.). В соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Центра» на период 2019-2024 годов предполагается реконструкция ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная с заменой трансформаторов 2х31,5+40 МВА на 2х63 МВА и изменением схемы ОРУ 110 кВ в 2021 году.

3.7. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению, включению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, представлен в таблицах 3.14 и 3.15.

Таблица 3.14 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению) в 2019 году (без мероприятий по замене коммутационных аппаратов)

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка ориентировочной протяженностью 120,3 км (1х120,3 км) со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	120,3 км, 125 МВА	2019	Обеспечение выдачи мощности блока №7 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС (блока №2 Нововоронежской АЭС-2)	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 № 1, 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	0,54 км 0,43 км 2 ячейки 110 кВ	2019		ПАО «МРСК Центра»
3	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кА и замена семи выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1.Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ 110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2019	Обеспечение выдачи мощности ПГУ Воронежской ТЭЦ-1 (223 МВт)	ПАО «Квадра»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП. Утвержденные ТУ на ТП АО «Бутурлиновская электросетевая компания» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 2 МВт	ПАО «МРСК Центра»

Таблица 3.15 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению) в 2020–2024 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВт до 590 МВА	2х250 МВА	2022	Реновация основных фондов. Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский со строительством ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	125 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»
3	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП ООО «Выбор» к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
4	Строительство ПС 110 кВ Отрадное. Строительство отпаек от ВЛ-110-45,46	2х40 МВА	2020	Утвержденные ТУ на ТП ООО «Воронежбытстрой» к ПАО «МРСК Центра». Договор ТП между ПАО «МРСК Центра» и ПАО «ФСК ЕЭС».	ПАО «МРСК Центра»
5	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаек от ВЛ 110-39,40	2х10 МВА	2020	Утвержденные ТУ на ТП МУП «Воронежская горэлектросеть» к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
6	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая №1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2021	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между департаментом строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС». Дополнительное соглашение № 3 к государственному контракту об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям между ПАО «ФСК ЕЭС» и департаментом строительной политики Воронежской области от 12.12.2018	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
7	Строительство ПС 110 кВ Отечество. Строительство КВЛ 110 кВ Латная - Отечество. Установка 1 новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2х40 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2021	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Отечество» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Отечество», ПАО «ФСК ЕЭС»
8	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой Т-2 мощностью 25 МВА на 40 МВА	40 МВА	2020	Анализ загрузки ЦП. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЭнергоПромСистемы» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 22 МВт	ООО «ЭнергоПром-Системы»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
9	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №16 Юго-Западная с заменой силовых трансформаторов 2х31,5 и 40 МВА на 2х63 МВА	2х63 МВА	2022	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016 с фиксацией морального и физического износа трансформаторного оборудования	ПАО «МРСК Центра»
10	Реконструкция ПС 500 кВ Воронежская с установкой двух линейных ячеек 110 кВ в ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Воронежская. Строительство двух ВЛ 110 кВ от линейных ячеек 110 кВ на ПС 500 кВ Воронежская до отпаек на ПС 110 кВ № 31 Воля от ВЛ 110 кВ Кировская – Краснолесное № 35 с отпайками и ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками протяженностью 2х2,2 км с переводом питания ПС 110 кВ № 31 Воля, ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ Ступино, ПС 110 кВ Рамонь-2 на вновь построенные ВЛ 110 кВ и образованием четырех ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1, ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесное с отпайкой на ПС Воля № 2, ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками, ВЛ 110 кВ Кировская – Радуга № 35 с отпайкой на ПС Новоусманская. Строительство ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА. Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ	2 ячейки 110 кВ 2х2,2 км (не менее АС-150), 2х16 МВА, 2х10,5 км	2021	Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «КДВ Воронеж» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 12 МВт	ПАО «МРСК Центра», ПАО «ФСК ЕЭС»
11	Строительство ПС 110 кВ Задонская с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА. Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ	2х16 МВА, 2х10,5 км	2020	Устранение перегрузок в электрической сети 35 кВ и трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рамонь-2	ПАО «МРСК Центра»
12	Установка на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски - Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково - Тяговая	-	2020	В режимах летних максимальных нагрузок в текущий период и на перспективу 2020–2024 годов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка или ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник прогнозируется недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая или ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
13	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 в части установки двух линейных ячеек 110 кВ. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Павловск-4 протяженностью 80 км. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Павловск-4 до ПС 110 кВ протяженностью 0,5 км. Строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	2 яч.110 кВ 2х80 км, 2х0,5 км, 2х63 МВА	2021	ТУ на ТП энергопринимающих устройств муниципального унитарного производственного предприятия Павловского муниципального района «Энергетик» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 46,9 МВт. Необходимость реализации данных мероприятий, а также очередность и сроки должны быть подтверждены соответствующими ТУ на ТП энергопринимающих устройств потребителей	ПАО «МРСК Центра»

3.8. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на 2019 –2024 годы

Класс напряжения	2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
220 кВ	120,30	125	-	-	-	-	-	500	-	-	-	-
110 кВ	0,97	50	21,4	377	199,8	364	-	126	-	-	-	-

3.9. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

Уровень надежности и качества услуг определяется как обобщенный интегрированный показатель и состоит из показателя уровня надежности оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями (далее - ТСО) и показателя уровня качества оказываемых услуг.

Показатель уровня надежности оказываемых услуг ТСО определяется как средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период.

Показатель уровня качества оказываемых услуг ТСО определяется для электросетевых организаций в отношении услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению к объектам электросетевого хозяйства ТСО.

Показатель уровня качества оказываемых услуг ТСО является интегрированным показателем и состоит из показателей – индикаторов качества. Индикаторы качества оказываемых потребителям услуг характеризуют степень направленности деятельности ТСО по оказанию услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей (заявителей) к электрическим сетям на сокращение времени решения возникающих вопросов, оптимизацию затрат потребителей услуг и в целом на создание наиболее благоприятных условий их взаимодействия с ТСО.

В таблицах 3.17-3.19 приведены примеры плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области. Данные учитывают темп улучшения показателя, принимаемого равным 0,015, с учетом пункта 4.1.1 приказа Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Таблица 3.17 - Уровень надежности услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	0,0803	0,0791	0,0779	0,0767	0,0756	0,0745

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	0,0146	0,0144	0,0142	0,0140	0,0137	0,0135
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	0,0045	0,0044	0,0044	0,0043	0,0042	0,0042
МУП г. Россошь «ГЭС»	0,0866	0,0853	0,0840	0,0828	0,0815	0,0803
МУП «Лискинская горэлектросеть»	0,0084	0,0083	0,0081	0,0080	0,0079	0,0078
МУП «Острогожская горэлектросеть»	0,1046	0,1030	0,1015	0,1000	0,0985	0,0970
МУП «Горэлектросети»	0,0136	0,0134	0,0132	0,0130	0,0128	0,0126
МУП «Бобровская горэлектросеть»	0,0773	0,0761	0,0750	0,0739	0,0728	0,0717
АО «Оборонэнерго»	0,2269	0,2235	0,2201	0,2168	0,2136	0,2104
АО «Бутурлиновская электросетевая компания»	0,0437	0,0430	0,0424	0,0418	0,0411	0,0405
Павловское МУПП «Энергетик»	0,0207	0,0204	0,0201	0,0198	0,0195	0,0192
ООО «СК Подгорное-2»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Энергия»	0,0173	0,0170	0,0168	0,0165	0,0163	0,0160
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «ЭСК «Шилово»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Энергосетевая компания»	1,0000	0,9850	0,9702	0,9557	0,9413	0,9272
ООО «Донская энергосетевая компания»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
ООО «Актив-менеджмент»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Воронежсинтезкаучук»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО ПКФ «Экватор»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Минудобрения»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ОАО «Электросигнал»	0,0200	0,0197	0,0194	0,0191	0,0188	0,0185
ОАО «Павловск Неруд»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Талар»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 3.18 - Уровень качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области. Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения на территории Воронежской области

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	1,0349	1,0194	1,0041	0,9890	0,9742	0,9596
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	0,9410	0,9269	0,9130	0,8993	0,8858	0,8725
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728	0,8597
МУП г. Россошь «ГЭС»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
МУП «Лискинская горэлектросеть»	0,7531	0,7418	0,7307	0,7197	0,7089	0,6983
МУП «Острогожская горэлектросеть»	0,7531	0,7418	0,7307	0,7197	0,7089	0,6983
МУП «Горэлектросети»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
МУП «Бобровская горэлектросеть»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «Оборонэнерго»	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
АО «Бутурлиновская электросетевая компания»	0,9690	0,9545	0,9401	0,9260	0,9122	0,8985
Павловское МУПП «Энергетик»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
ООО «СК Подгорное-2»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Энергия»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «ЭСК «Шилово»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Энергосетевая компания»	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
ООО «Донская энергосетевая компания»	0,9413	0,9272	0,9133	0,8996	0,8861	0,8728
ООО «Актив-менеджмент»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Воронежсинтезкаучук»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО ПКФ «Экватор»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АО «Минудобрения»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ОАО «Электросигнал»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ОАО «Павловск Неруд»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ООО «Талар»	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 3.19 - Уровень качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области. Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг на территории Воронежской области

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	1,0102	0,9950	0,9801	0,9654	0,9509	0,9367
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	0,8980	0,8845	0,8713	0,8582	0,8453	0,8326
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	0,9365	0,9225	0,9086	0,8950	0,8816	0,8683
МУП г. Россошь «ГЭС»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
МУП «Лискинская горэлектросеть»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
МУП «Острогожская горэлектросеть»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
МУП «Горэлектросети»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
МУП «Бобровская горэлектросеть»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
АО «Оборонэнерго»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
АО «Бутурлиновская электросетевая компания»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
Павловское МУПП «Энергетик»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
ООО «СК Подгорное-2»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО «Энергия»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО «ЭСК «Шилово»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102

Наименование сетевой организации	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО «Энергосетевая компания»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО «Донская энергосетевая компания»	0,8448	0,8321	0,8196	0,8074	0,7952	0,7833
ООО «Актив-менеджмент»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
АО «Воронежсинтезкаучук»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО ПКФ «Экватор»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
АО «Минудобрения»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ОАО «Электросигнал»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ОАО «Павловск Неруд»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102
ООО «Талар»	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102	1,0102

На основании предоставленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица 3.20, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и предоставленных ими данных.

Таблица 3.20 - Сводные целевые показатели надежности и качества услуг по передаче электрической энергии на территории Воронежской области

Наименование целевого показателя надежности и качества услуг по передаче электрической энергии на территории Воронежской области	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Уровень надежности услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области	0,0985	0,0970	0,0956	0,0941	0,0927	0,0913
Уровень качества осуществляемого технологического присоединения на территории Воронежской области	0,4824	0,4763	0,4703	0,4643	0,4585	0,4527
Уровень качества обслуживания потребителей услуг на территории Воронежской области	0,9543	0,9490	0,9437	0,9385	0,9334	0,9284

На основании анализа таблицы 3.20 можно сделать вывод, что целевые показатели на протяжении рассматриваемого периода имеют тенденцию к снижению, что положительно характеризует прогнозируемый уровень надежности и качества услуг по передаче электроэнергии энергосистемы Воронежской области в период 2020-2024 годов.

Приложение № 1
к схеме и программе
перспективного развития электроэнергетики
Воронежской области на 2020-2024 годы

Таблица 1.1 – Параметры трансформаторного оборудования ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, эксплуатируемого филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС по состоянию на 01.01.2019

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	2007	12
		АТ-2	500/110/10	250	2002	17
2	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	1971	48
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	1984	35
		АТ-1-200	220/110/10	200	1991	28
		АТ-2-200	220/110/10	200	1992	27
3	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 200 МВА	220/110/35	125	1991	28
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	125	1990	29
		Т-1	110/35/10	16	1990	29
		Т-2	110/35/10	16	1987	32
4	ПС 220кВ Латная	АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1971	48
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	1977	42
5	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	1985	34
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	1987	32
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	1985	34
		Т-1	110/35/6	20	1959	60
		Т-2	110/35/6	20	1959	60
		Т-3	110/35/6	20	1960	59
6	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1982	37
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1985	34
7	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1979	40
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1984	35
8	ПС 220 кВ Цементник	Т-1	220/10	40	2012	7
		Т-2	220/10	40	2012	7

Таблица 1.2 – Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемого филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2019

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
1	ПС 110 кВ № 2	Т-1	63	2016	3
		Т-2	63	2016	3
2	ПС 110 кВ № 6	Т-1	25	2000	19
		Т-2	32	2003	16

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
3	ПС 110 кВ № 9 СХИ	Т-1	40	2011	8
		Т-2	40	2012	7
4	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	63	2009	10
		Т-2	63	2009	10
5	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	Т-1	5,6	1960	59
		Т-2	6,3	1964	55
6	ПС 110 кВ № 14 Западная	Т-1	31,5	1960	59
		Т-2	31,5	1962	57
7	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	Т-1	40,5	1987	32
		Т-2	40,5	1963	56
		Т-3	63	1966	53
8	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	Т-1	31,5	1961	58
		Т-2	31,5	1963	56
		Т-3	40	1976	43
9	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	Т-1	6,3	1982	37
		Т-2	6,3	1975	44
10	ПС 110 кВ № 20 Северная	Т-1	40	2014	5
		Т-2	40	2014	5
11	ПС 110 кВ № 21 Восточная	Т-1	25	1975	44
		Т-2	20	1964	55
		Т-3	40	2001	18
12	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	Т-1	40	1983	36
		Т-2	40	1985	34
		Т-3	40	2008	11
13	ПС 110 кВ № 27 РЭП	Т-1	32	1971	48
		Т-2	32	1971	48
		Т-3	63	1987	32
14	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	Т-1	25	2015	4
		Т-2	25	2015	4
15	ПС 110 кВ № 29 ДСК	Т-1	25	1975	44
		Т-2	25	1975	44
16	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	Т-1	40	1984	35
		Т-2	40	2001	18
		Т-3	63	2007	12
17	ПС 110 кВ № 31 Воля	Т-1	25	1976	43
		Т-2	25	1976	43
18	ПС 110 кВ № 32 Никольское	Т-1	25	2012	7
		Т-2	25	2012	7
19	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	Т-1	25	2011	8
		Т-2	25	2011	8
20	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	Т-1	40	2011	8

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
		Т-2	40	2015	4
21	ПС 110 кВ № 42 Полюс	Т-1	40	2015	4
		Т-2	40	1987	32
22	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	Т-1	63	1976	43
		Т-2	63	2015	4
23	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	Т-1	10	2016	3
		Т-2	10	2015	4
24	ПС 110 кВ № 45 Калининская	Т-1	63	1988	31
		Т-2	63	1992	27
25	ПС 110 кВ № 47 Сомово	Т-1	25	1989	30
		Т-2	25	1992	27
26	ПС 110 кВ Панино	Т-1	16	1971	48
		Т-2	16	1975	44
27	ПС 110 кВ Прогресс	Т-1	2,5	1979	40
		Т-2	10	1979	40
28	ПС 110 кВ Рамонь-2	Т-1	25	1992	27
		Т-2	25	1997	22
29	ПС 110 кВ Ступино	Т-1	10	1992	27
		Т-2	6,3	1992	27
30	ПС 110 кВ Комплекс	Т-1	10	1979	40
		Т-2	10	1989	30
31	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	Т-1	16	1974	45
		Т-2	16	1987	32
32	ПС 110 кВ Нижнедевицк	Т-1	16	1978	41
		Т-2	16	1984	35
33	ПС 110 кВ Краснолипье	Т-1	16	1967	52
		Т-2	16	1974	43
34	ПС 110 кВ Ульяновка	Т-1	6,3	1980	39
		Т-2	6,3	1980	39
35	ПС 110 кВ Московское	Т-1	10	1983	36
		Т-2	10	1980	39
36	ПС 110 кВ Верхняя Хава	Т-1	16	1982	37
		Т-2	16	1982	37
37	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	Т-1	6,3	1992	27
38	ПС 110 кВ Новоусманская	Т-1	25	2012	7
		Т-2	25	2012	7
39	ПС 110 кВ Анна	Т-1	25	1983	36
		Т-2	25	1983	36
40	ПС 110 кВ Анна-2	Т-1	16	1978	41
41	ПС 110 кВ Архангельское	Т-1	10	1979	40
		Т-2	10	1987	32

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
42	ПС 110 кВ Борисоглебск	Т-1	25	1971	48
		Т-2	25	1975	44
43	ПС 110 кВ Большевик	Т-1	6,3	1979	40
44	ПС 110 кВ Восточная-1	Т-1	40	1983	36
45	ПС 110 кВ Верхний Карачан	Т-1	10	1992	27
		Т-2	10	1992	27
46	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	Т-2	6,3	1984	35
47	ПС 110 кВ Грибановка	Т-1	16	1981	38
		Т-2	16	1986	33
48	ПС 110 кВ Докучаево	Т-1	10	1975	44
		Т-2	10	1975	44
49	ПС 110 кВ Каменка	Т-1	10	1990	29
		Т-2	10	1977	42
50	ПС 110 кВ Листопадовка	Т-1	10	1989	30
		Т-2	10	1989	30
51	ПС 110 кВ Народное	Т-1	16	1986	33
		Т-2	10	2000	19
52	ПС 110 кВ Новохопёрск	Т-1	10	1975	44
		Т-2	16	1983	36
53	ПС 110 кВ Рождество	Т-1	6,3	1982	37
54	ПС 110 кВ Таловая-районная	Т-1	16	1986	33
		Т-2	16	1991	28
55	ПС 110 кВ Терновка	Т-1	10	1983	36
		Т-2	10	1967	52
56	ПС 110 кВ Химмаш	Т-1	16	1976	43
		Т-2	16	1974	45
57	ПС 110 кВ Щучье	Т-1	6,3	1985	34
		Т-2	6,3	1970	49
58	ПС 110 кВ Эртиль	Т-1	16	2009	10
		Т-2	16	1979	40
59	ПС 110 кВ Калач-1	Т-1	25	1989	30
		Т-2	25	1978	41
60	ПС 110 кВ Калач-2	Т-1	16	2007	12
		Т-2	16	2007	12
61	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	Т-1	16	1971	48
		Т-2	16	1975	44
62	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	Т-1	6,3	1979	40
		Т-2	6,3	1985	34
63	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	Т-1	10	1996	23
		Т-2	10	1988	31
64	ПС 110 кВ Козловка	Т-1	2,5	1980	39

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
		Т-2	6,3	1991	28
65	ПС 110 кВ Филиппенково	Т-1	6,3	1988	31
		Т-2	6,3	1992	27
66	ПС 110 кВ Воробьёвка	Т-1	16	1982	37
		Т-2	16	1988	31
67	ПС 110 кВ Солонцы	Т-1	6,3	1970	49
		Т-2	6,3	1985	34
68	ПС 110 кВ Калачеевская	Т-1	6,3	1990	29
69	ПС 110 кВ Манино	Т-1	16	1981	38
		Т-2	16	1987	32
70	ПС 110 кВ Петропавловка	Т-1	10	1980	39
		Т-2	10	1986	33
71	ПС 110 кВ Верхний Мамон	Т-1	16	1980	39
		Т-2	10	1983	36
72	ПС 110 кВ Нижний Мамон	Т-1	2,5	1980	39
		Т-2	6,3	1991	28
73	ПС 110 кВ Большая Казинка	Т-1	6,3	1985	34
74	ПС 110 кВ Дерезовка	Т-1	6,3	1988	31
75	ПС 110 кВ Осетровка	Т-1	6,3	1989	30
76	ПС 110 кВ Павловск-2	Т-1	25	1986	33
		Т-2	25	1981	38
77	ПС 110 кВ Богучар	Т-1	16	1980	39
		Т-2	16	1996	23
78	ПС 110 кВ с-з Радченский	Т-1	10	1990	29
79	ПС 110 кВ Опорная	Т-1	6,3	2006	13
		Т-2	6,3	2006	13
80	ПС 110 кВ МЭЗ	Т-1	25	1984	35
		Т-2	25	1987	32
81	ПС 110 кВ Давыдовка	Т-1	6,3	1966	53
		Т-2	6,3	1982	37
82	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	Т-1	6,3	1976	43
		Т-2	6,3	1984	35
83	ПС 110 кВ Лискинская	Т-1	10	1988	31
		Т-2	16	1980	39
84	ПС 110 кВ АНП	Т-1	6,3	2009	10
		Т-2	6,3	2009	10
85	ПС 110 кВ Добрино	Т-1	10	1990	29
86	ПС 110 кВ Острогожск-районная	Т-1	40,5	1963	56
		Т-2	40,5	1963	56
87	ПС 110 кВ Коротояк	Т-1	6,3	1966	53
		Т-2	10	1968	51

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
88	ПС 110 кВ Коршево	Т-1	6,3	1980	39
		Т-2	6,3	1990	29
89	ПС 110 кВ Азовка	Т-1	10	1981	38
90	ПС 110 кВ Шишовка	Т-1	6,3	1968	51
91	ПС 110 кВ Хреновое	Т-1	16	1984	35
		Т-2	6,3	1978	41
92	ПС 110 кВ Россошь	Т-1	16	1975	44
		Т-2	16	1979	40
		Т-3	40	1984	35
93	ПС 110 кВ Новая Калитва	Т-1	6,3	1966	53
94	ПС 110 кВ Старая Калитва	Т-1	6,3	1979	40
		Т-2	6,3	1979	40
95	ПС 110 кВ Никоноровка	Т-1	2,5	1976	43
		Т-2	6,3	1985	34
96	ПС 110 кВ ПТФ	Т-1	10	1984	35
		Т-2	10	1991	28
97	ПС 110 кВ Кантемировка	Т-1	10	1975	44
		Т-2	10	1986	33
98	ПС 110 кВ Бугаевка	Т-1	16	1988	31
99	ПС 110 кВ Каменка	Т-1	16	1993	26
		Т-2	16	1993	26
100	ПС 110 кВ Подгорное-районная	Т-1	16	1996	23
		Т-2	16	1996	23
101	ПС 110 кВ Радуга	Т-1	25	2015	4
		Т-2	25	2015	4
102	ПС 110 кВ Студенческая	Т-1	16	2016	3
		Т-2	16	2016	3
103	ПС 110 кВ Северная	Т-1	16	2016	3
		Т-2	16	2016	3
104	ПС 110 кВ Курская	Т-1	10	2015	4
		Т-2	10	2015	4

Таблица 1.3 – Перечень ЛЭП 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС по состоянию на 01.01.2019

№ п/п	Наименование ЛЭП	Протяженность (по трассе) (км)	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при 25 °С (А)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2019) (лет)
1	ВЛ 500 кВ Балашовская — Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (отпайка на Нововоронежскую АЭС)	88,43	3хАСО 480/60	2000	1959	60
2	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	95,56	3хАС 400/51	2000	1972	47
3	ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская	113,3	3хАС 400/51	1960	1972	47
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1	2,24	3хАС-330/43	2000	1974	45
5	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2	1,65	3хАС-330/44	2000	1976	43
6	ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская	334,38	3хАС 330/43	1890	1974	45
7	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	102,5	3хАС 330/43	1960	1976	43
8	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	212,2	3хАС 330/44	2000	1980	39
9	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	149,8	2хАС 240/32	1000	1969	50
10	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1	36,8	АС 300/39	710	1966	53
11	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2	37,22	АС-400/51	710	1987	32
12	ВЛ 220 кВ Донская – Латная	63,2	АС-240/32	605	1971	48
13	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	113,4	АС-400/64	600	1976	43
14	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная	59,3	АСО 240	605	1971	48
15	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая	45,2	АС-400	945	1961	58
16	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая	38,2	АС-400	945	1961	58
17	ВЛ 220 кВ Новая – Южная	35,97	АС-400	825	1982	37
18	ВЛ 220 кВ Новая – Кировская	42,96	АС-400	825	1982	37
19	ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья	74,56	АС-400, АС-500	825	1961	58
20	ВЛ 220кВ Овощи Черноземья-Пост-474-тяг.	52,0	АС-500/64	945	1961	58
21	ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая	156,4	АС-500/64	945	1961	58
22	ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров	46,5	АС 300/39	710	1978	41
23	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник	116,7	АС 300/39	710	1972	47
24	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник	100,4	АС 300/40	710	1972	47
25	ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров	46,5	АС-300	710	2008	11
26	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 1	1,9	Тайхан (Корея) CU/XLPE/CWS/FO/AL-FOIL/HDPE 1CX1600SQMM 220KV	825	2015	4
27	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 2	1,92		825	2015	4

Таблица 1.4 – Перечень ЛЭП 110 кВ энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2019

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность (км)	Срок эксплуатации (на 01.01.2019) (лет)
1	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь	1967	АСО-120	24,1	52
2	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь	1967	АСО-120	24,1	52
3	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 49 с отпайками (ВЛ-110-49)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	16,8	55
4	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 11 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-11)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	21,5	55
5	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 51 с отпайками (ВЛ-110-51)	1971	АС-240, АС-185, АС-120	20,2	48
6	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 52 с отпайками (ВЛ-110-52)	1971	АС-240; АС-150; АС-120	20,2	48
7	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 12 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-12)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	21,5	55
8	ВЛ 110 кВ Воронежская-Отрожка № 50 с отпайками (ВЛ-110-50)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	17,0	55
9	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 1 (ВЛ 110 кВ Грибановка-1)	1982	АС-150	19,2	37
10	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 2 (ВЛ 110 кВ Грибановка-2)	1982	АС-150	19,2	37
11	ВЛ 110 кВ Химмаш – 2	1976	АС-70	2,3	43
12	ВЛ 110 кВ Химмаш – 1	1976	АС-70	2,3	43
13	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая)	1964	АС-150, АС-120	30,9	55
14	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное – районная	1996	АС-185	31,2	23
15	ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировская	1963	АС-150	91,0	56
16	ВЛ 110 кВ Придонская – Новая Калитва с отпайкой на ПС НС-8 (ВЛ 110 кВ Новая Калитва-2)	1980	АС-185, АС-95	46,8	39
17	ВЛ 110 кВ Архангельское – Эртиль	1979	АС-150, АС-120	56,5	40
18	ВЛ 110 кВ Грибановка – Верхний Карачан	1994	АС-150	18,9	25
19	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка № 2 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-2)	1963	АС-150, АС-95	36,3	56
20	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №1 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-1)	1982	АС-150, АС-95	41,5	37
21	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	1974	АС-95	58,8	45
22	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	1964	АС-95	57,4	55
23	ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая – районная с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Бобров –Таловая-районная)	1966	АС-150	58,3	53
24	ВЛ 110 кВ Бобров – Бобров тяговая	1966	АС-150	12,0	53
25	ВЛ 110 кВ Россошь – 2 с отпайками	1964	АС-150	16,4	55
26	ВЛ 110 кВ Россошь – 1 с отпайками	1964	АС-150	16,4	55

27	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 45 (ВЛ-110-45)	1971	АС-300, АС-185	19,2	48
28	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 46 (ВЛ-110-46)	1971	АС-300, АС-185	19,6	48
29	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 41 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	34
30	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 42 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	34
31	ВЛ 110 кВ МЭЗ 1 с отпайками	1966	АС-150, АС-95	14,5	53
32	ВЛ 110 кВ МЭЗ – 2 с отпайками	1966	АС-150, АС-95	14,5	53
33	ВЛ 110 кВ Райновская – 2 с отпайкой	1964	АС-150	26,1	55
34	ВЛ 110 кВ Райновская – 1	1964	АС-150	16,4	55
35	ВЛ 110 кВ Придонская – Журавка – тяговая	1963	АС-150	50,6	56
36	ВЛ 110 кВ Придонская – Бугаевка с отпайкой	1987	АС-150	57,0	32
37	ВЛ 110 кВ Придонская – Евдаково-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская – Евдаково)	1964	АС-150, АС-120	72,4	55
38	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 10 с отпайками (ВЛ-110-10)	1966	АС-185, АС-95	29,8	53
39	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 9 с отпайками (ВЛ-110-9)	1966	АС-185, АС-95	29,6	53
40	ВЛ 110 кВ Азотная – 1	1980	Ас-120	4,8	39
41	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Восточная-1	1983	АС-185, АС-240	5,1	36
42	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская №21	1987	АС-300	6,1	32
43	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская №22	1987	АС-300	6,1	32
44	ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7)	1966	АС-150, АС-120	106,4	53
45	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1)	1962	АС-150, АС-95	62,4	57
46	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2)	1962	АС-150, АС-95	62,4	57
47	ВЛ 110 кВ Лиски – АНП	1967	АС-185	4,2	52
48	ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково)	1964	АС-150	38,3	55
49	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	1964	АС-300, АС-185, АС - 150	8,5	55
50	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	1964	АС-300, АС-185, АС - 150	8,5	55
51	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски тяговая № 2 (ВЛ 110 кВ Блочная-2)	1963	АС-185	3,5	56
52	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски тяговая № 1 (ВЛ 110 кВ Блочная-1)	1963	АС-185	3,5	56
53	ВЛ 110 кВ Латная – Курская I цепь	2004	АС-150	15,5	15
54	ВЛ 110 кВ Латная – Курская II цепь	2004	АС-150	15,5	15
55	ВЛ 110 кВ Анна – Щучье	1966	АС-120	32,2	53
56	ВЛ 110 кВ Опорная – Богучар	1988	АС-185, АС-120	3,3	31
57	ВЛ 110 кВ Манино – Искра	1993	АС-150	25,7	26
58	ВЛ 110 кВ Опорная – с – з Радченский	1991	АС-185, АС-150	37,0	28
59	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Бобров-тяговая с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Бобров-тяговая)	1966	АС-150	90,8	53
60	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – НС-7 с отпайкой на ПС Большевик (ВЛ 110 кВ Елань Колено – НС-7)	1966	АС-150	17,9	53
61	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Половцево)	1966	АС-150, АС-120	67,9	53
62	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Нижний Мамон	1981	АЖ-120	12,0	38
63	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-1 – Филиппенково	1966	АС-95	4,6	53
64	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2)	1963	АС-240	64,4	56

65	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1)	1963	АС-240	64,4	56
66	ВЛ 110 кВ Кировская – ГПП – 4 № 44 с отпайкой	1986	АС-240	4,0	33
67	ВЛ 110 кВ Кировская – ГПП – 2 № 43 с отпайкой	1986	АС-240	3,7	33
68	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Казинка	1977	АС-185	25,9	42
69	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27)	1976	АС-185, АС-120	12,8	43
70	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)	1976	АС-185, АС-120	12,8	43
71	ВЛ 110 кВ Кислотная – 1	1988	АС-150	6,3	31
72	ВЛ 110 кВ Кантемировка – Журавка – тяговая	1963	АС-150	15,9	56
73	ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1	1978	АС-185	36,1	41
74	ВЛ 110 кВ Латная – Н. Ведуга № 30 с отпайкой	1975	АС-120, АЖ-120	54,3	44
75	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 1 с отпайкой	1994	АС-240	16,0	25
76	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 2 с отпайкой	1994	АС-240	23,7	25
77	ВЛ 110 кВ Южная – ВШЗ №34 с отпайкой	1987	АС-150	1,6	32
78	ВЛ 110 кВ Придонская – Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	1978	АС-185	50,6	41
79	ВЛ 110 кВ Кировская – Московское № 1 с отпайкой	1976	АС-240, АС-185, АС-120	46,0	43
80	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	1981	АС-240, АС-185, АС-120	90,1	38
81	ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово – Каменка)	1978	АС-95	0,3	41
82	ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс (ВЛ-110-18)	1971	АС-120	17,5	48
83	ВЛ 110 кВ Щучье – Эртиль	1966	АС-120	31,8	53
84	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Архангельское (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Архангельское)	1979	АС-150	67,4	40
85	ВЛ 110 кВ Панино – Прогресс (ВЛ-110-37)	1971	АС-120	11,0	48
86	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Листопадовка (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Листопадовка)	1994	АС-150	38,2	25
87	ВЛ 110 кВ Нижний Мамон – Петропавловка	1979	АЖ-120	37,0	40
88	ВЛ 220 кВ Придонская – Великоцкая	1982	АС-300	73,8	37
89	ВЛ 110 кВ Лиски – Добрино	1990	АС-120	29,5	29
90	ВЛ 110 кВ Верхняя Хава – Панино (ВЛ-110-20)	1995	АС-150	44,4	24
91	ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная)	1988	АС-185, АС-95	58,3	31
92	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1)	1963	АС-185	47,6	56
93	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №2 с отпайками (ВЛ 10 кВ Лискинская-2)	1963	АС-185, АС-95	47,7	56
94	ВЛ 110 кВ Лиски – Острогожск-районная с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожская-2)	1967	АС-185, АС-95	57,9	52
95	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь – 2 № 47 с отпайкой	1975	АС-150, АС-95, АС-70	35,3	44
96	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь – 2 № 48 с отпайкой	1975	АС-150, АС-95, АС-70	36,3	44
97	ВЛ 110 кВ Южная – Московское №2 с отпайкой	1976	АС-240, АС-120	43,7	43
98	ВЛ 110 кВ Острогожск-районная – АНП с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожск – АНП)	1967	АС-185, АС-120, АС-95	53,7	52
99	ВЛ 110 кВ Павловская – 1	1973	АС-150, АС-95	70,6	46
100	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 31	1984	АС-185	5,0	35
101	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 32	1984	АС-185	5,0	35
102	ВЛ 110 кВ Анна – Анна – 2 (ВЛ 110 кВ Анна-3)	1994	АС-150	4,0	25

103	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Таловая-тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Таловая-тяговая)	1967	АС-150	44,4	52
104	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	1979	АС-185, АС-95	70,7	40
105	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	1963	АС-95	69,6	56
106	ВЛ 110 кВ Павловская – 2	1973	АС-150, АС-95	70,6	46
107	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калач-2	1983	АС-150	12,4	36
108	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калачеевская	1989	АС-150	13,1	30
109	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филипенково с отпайками (ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково)	1966	АС-95	74,2	53
110	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Верхний Мамон	1980	АС-185	71,5	39
111	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Манино	1987	АС-240	34,7	32
112	ВЛ 110 кВ Дружба от ПС 500 кВ Воронежская	2004	АС-95	7,0	15
113	ВЛ 110 кВ Южная – Жилпоселковая № 38 с отп	1987	АС-150, АС-95	24,4	32
114	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3)	1983	АС-240	51,1	36
115	ВЛ 110 кВ Таловая-тяговая – Таловая-районная	1986	АС-150	8,4	33
116	ВЛ 110 кВ Азотная – 2	1980	АС-120	5,1	39
117	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево)	1966	АС-150	47,6	53
118	ВЛ 110 кВ Каменка – Подгорное -тяговая	1964	АС-150	44,7	55
119	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка – 1	1963	АС-150	4,7	56
120	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2)	1983	АС-150, АС-120, АС-95	78,9	36
121	ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка с отпайкой на ПС Богучар (ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка)	1978	АС-185, АС-95	28,1	41
122	ВЛ 110 кВ Кировская – Краснолесное № 35 с отпайкой	1981	АС-240, АС-185, АС-150, АС-95	47,0	38
123	ВЛ 110 кВ №23 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС № 2 с отпайкой на ПС №6 (ВЛ-110-23)	1984	АС-150, АС-120	5,4	35
124	ВЛ 110 кВ №24 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС № 2 с отпайкой на ПС №6 (ВЛ-110-24)	1984	АС-150, АС-120	5,3	35
125	ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	1964	АС-150	40,3	55
126	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Калачеевская	1989	АС-150	39,9	30
127	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Осетровка	1978	АС-120	24,8	41
128	ВЛ 110 кВ Анна – 2 – Таловая-районная	1998	АС-150	64,6	21
129	ВЛ 110 кВ Латная – Комплекс № 29 с отп	1975	АС-120, АЖ-120	74,9	44
130	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК № 14 с отпайками (ВЛ-110-14)	1969	АС-240, АС-120	5,4	50
131	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК № 13 с отпайками (ВЛ-110-13)	1969	АС-240, АС-120	5,4	50
132	ВЛ 110 кВ Верхний Карачан – Листопадовка	1993	АС-150	24,1	26
133	ВЛ 110 кВ ДСК – Западная №6А (ВЛ-110-6А)	1988	АС-240	2,3	31
134	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК № 7 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-7)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	19,0	58
135	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №8 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-8)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	19,2	58
136	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Западная № 6 с отпайками (ВЛ-110-6)	1959	АС-240 АС-185	13,5	60
137	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – ДСК № 5 с отпайками (ВЛ-110-5)	1959	АС-240 АС-185	16,0	60
138	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 3 № 19	1975	АС-240	7,0	44
139	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 2 № 15	1966	АС-240	8,0	53
140	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 4 № 16 с отпайкой	1966	АС-240	7,0	53
141	ВЛ 110 кВ Кислотная – 2	1988	АС-150	6,3	31
142	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	1975	АС-240	21,4	44

143	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)	1975	АС-240	21,6	44
144	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная № 4 (ВЛ-110-4)	1959	АС-240	11,7	60
145	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная № 3 с отпайками (ВЛ-110-3)	1959	АС-240, АС-150, АС-95	41,3	60
146	ВЛ 110 кВ Острогожск – Краснолипье № 17 с отпайкой	1968	АС-120, АС-95	51,1	51
147	ВЛ 110 кВ Докучаево – 1	1974	АС-95, АС-120	25,7	45
148	ВЛ 110 кВ Докучаево – 2	1993	АС-240	29,0	26
149	ВЛ 110 кВ Хохольская цепь 1	1988	АС-150	15,6	31
150	ВЛ 110 кВ Хохольская цепь 2	1988	АС-150	15,6	31
151	ВЛ 110 кВ Колодезная-1	2004	АС-95	16	15
152	ВЛ 110 кВ Колодезная-2	2004	АС-95	16	15
153	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 1	2010	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	1,7	9
154	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 2	2010	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	1,7	9
155	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 1	2013	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	3,4	6
156	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 2	2013	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	3,4	6
157	КЛ Подгорное – Студенческая № 1	2015	ПвПу2г 1х630гж/95ов-64/110	6,1	4
158	КЛ Подгорное – Студенческая № 2	2015	ПвПу2г 1х630гж/95ов-64/110	6,1	4

Таблица 1.5 – Перечень потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2019.

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
Воронежский участок				
1	ПС 110 кВ АВИО	ПАО «ВАСО»	Т-1	25
2			Т-2	25
3	ПС 110 кВ ГОО	ООО «УГМК Рудгормаш – Воронеж»	Т-1	16
4			Т-2	25
5	ПС 110 кВ ВЗР	ОАО «ВЭКС» Воронежский экскаватор	Т-1	40
6			Т-2	32
7	ПС 110 кВ № 17 КБХА	АО КБХА	Т-1	63
8			Т-2	63
9	ПС 110 кВ ППС	АО «Юго-Запад транснефтепродукт»	Т-1	10
10			Т-2	10
11	ПС 110 кВ Строительная	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	10
12	ПС 110 кВ Жилпоселковая	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	10
13			Т-2	10
14	ПС 110 кВ ГПП-1	ОАО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	31,5
15			Т-2	31,5
16	ПС 110 кВ ГПП-2	ОАО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
17			Т-2	32
18	ПС 110 кВ ГПП-3	ОАО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
19			Т-2	32
20	ПС 110 кВ ГПП-4	ОАО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	25
21			Т-2	25
22	ПС 110 кВ ЗАК	ООО «ТеплоЭнергоГаз»	Т-1	40
23			Т-2	25
24	ПС 110 кВ	ЗАО «Воронежстальмост»	Т-1	6,3

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
25	Воронежстальмост		Т-2	6,3
26	ПС 110 кВ № 48 Дружба	ОАО «Видеофон»	Т-1	25
27			Т-2	25
28	ПС 110 кВ Жилзона	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	25
29			Т-2	25
30	ПС 110 кВ Заводская	ООО «Бунге СНГ»	Т-1	10
31			Т-2	10
32	ПС 110 кВ Подгорная-2	ООО «Стройинвест Лайн»	Т-1	25
33			Т-2	25
34	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
35			Т-2	40
36	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
37			Т-2	40
38	ПС 110 кВ Коминтерновская	ООО «Крона»	Т-1	40
39			Т-2	31,5
40			Т-3	31,5
41	ПС 110 кВ Индустриальная	АО «ВИНКО»	Т-1	40
42			Т-2	40
43	ПС 110 кВ Северная	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	16
44			Т-2	16
45	ПС 110 кВ Родина	ООО «Родина»	Т-1	25
46	ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскадэнерго»	Т-1	16
47			Т-2	16
48			Т-3	16
Лискинский участок				
49	ПС 110 кВ ЗМЗ	ЗАО «Лискимонтажконструкция»	Т-1	16
50			Т-2	16
51	ПС 110 кВ РЭАЗ	МУП г. Россошь «ГЭС»	Т-1	10
52			Т-2	10
53	ПС 110 кВ Подгоренский цемзавод	Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	Т-1	10
54			Т-2	10
55	ПС 110 кВ Кислотная	АО «Минудобрения»	Т-1	40
56			Т-2	40
57	ПС 110 кВ Азотная	АО «Минудобрения»	Т-1	63
58			Т-2	63
59	ПС 110 кВ НС-8	ПАО «Трансаммиак»	Т-1	6,3
60			Т-2	6,3
61	ПС 110 кВ Лиски-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40,5
62			Т-2	40
63			Т-3	40
64	ПС 110 кВ Острогожск-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	20
65			Т-2	40
66	ПС 110 кВ Журавка-	ОАО «РЖД»	Т-1	20

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
67	тяговая		Т-2	40
68	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
69			Т-2	40
70	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
71			Т-2	40
72	ПС 110 кВ Евдаково-тяг	ОАО «РЖД»	Т-1	20
73			Т-2	40
74	ПС 110 кВ Строительная НВАЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	10
75			Т-2	10
76	ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
77			Т-2	40
Борисоглебский участок				
78	ПС 220кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
79			Т-2	40
80	ПС 110 кВ НС-7	ПАО «Трансаммиак»	Т-1	6,3
81			Т-2	6,3
82	ПС 110 кВ Байчурово-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
83			Т-2	40
84	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
85			Т-2	20
86	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
87			Т-2	40
88	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
89			Т-2	40
90	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	20
91			Т-2	20
Калачеевский участок				
92	ПС 110 кВ Павловск-2	ОАО «Павловск Неруд»	Т-1	25
93			Т-2	25
94	ПС 110 кВ Павловск-4	ОАО «Павловск Неруд»	Т-1	40
95			Т-2	16
96			Т-3	16
97			Т-4	40
98	ПС 220 кВ Цементник	Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	Т-1	40
99			Т-2	40

Таблица 1.6 – Перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2019

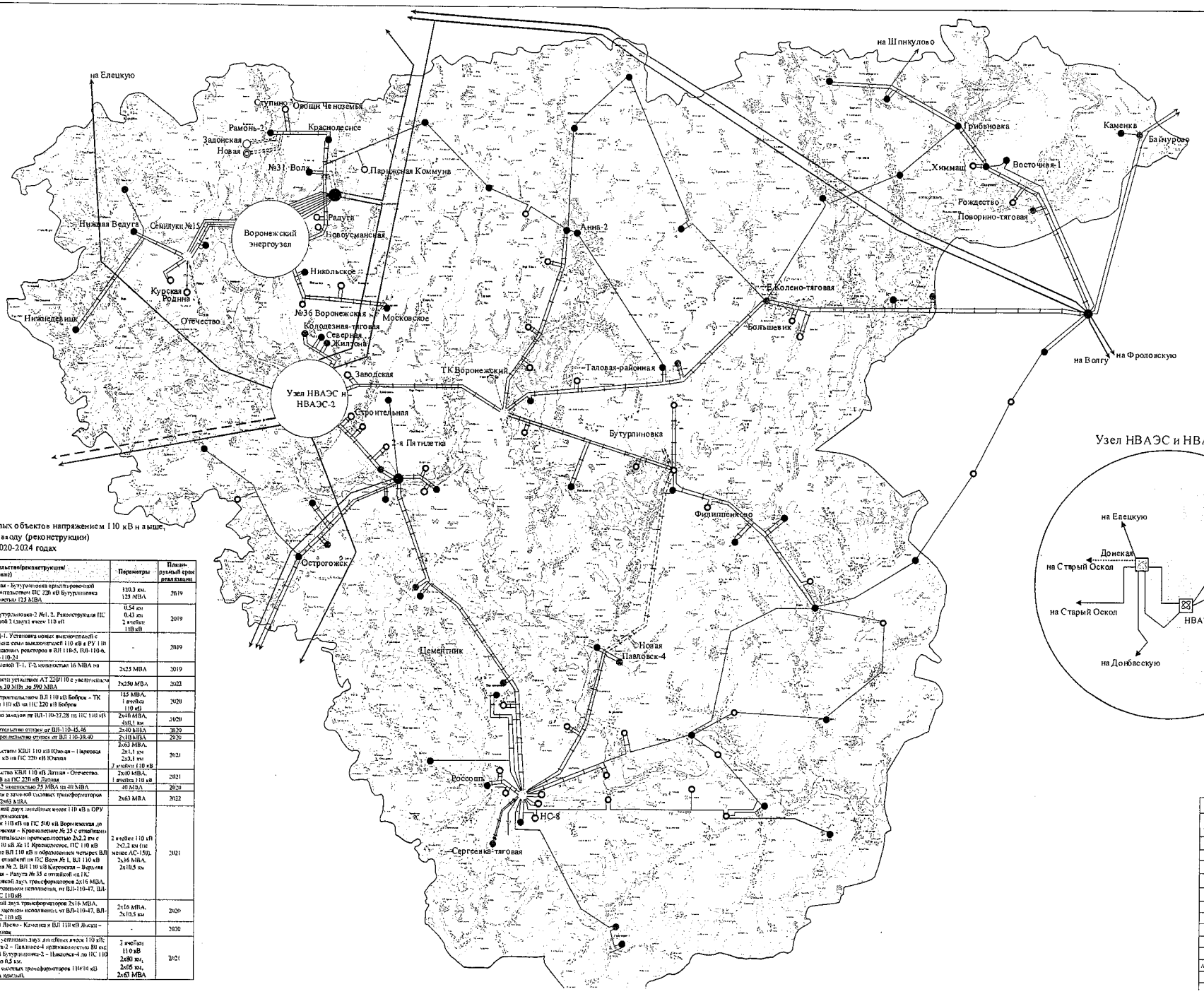
№ п/п	Наименование электростанции	Собственник	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинальная мощность (МВА)
1	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ-1	220/110/6	200
2			АТ-3	220/110/6	200
3			Т-9	220/15,75	250
4			Т-10	220/15,75	250
5			АТ-11	500/220/15,75	501
6			АТ-12	500/220/15,75	501
7			АТ-13	500/20	630
8			АТ-14	500/20	630
9			20Т	110/6	31,5
10			30Т	220/6	32
11			60Т	110/6	32
12	ПС 500 кВ Новая	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ-15	500/220/10	501
13			АТ-16	500/220/10	501
14			70Т	220/6	63
15	ПС 500 кВ Донская	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ1	500/220	500
16			АТ2	500/220	500
17	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Т-3	110/35/6	40
18			Т-4	110/35/6	40
19			Т-5	110/6	40
20			Т-6	110/6	40,5
21			Т-7	110/35/6	40,5
22			ТСВ-3	110/6	25
23			Т-9	110/6	40
24	Воронежская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»	Т-1	110/10	63
25			Т-2	110/10	63
26			Т-3	110/10	40
27			ТС-1	110/6	20
28			ТС-2	110/35/6	15
29			ТС-3	110/6	25

Перечень сокращений

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АТ – автотрансформатор;
АОПО – автоматика ограничения перегруза оборудования;
АЭС – атомная электростанция;
БСК – батарея статических конденсаторов;
В – выключатель;
ВЛ – воздушная линия;
ВРП – валовый региональный продукт;
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
ГВО – график временного отключения;
ДВП - древесно-волокнистых плит;
ДДТН – длительно допустимый ток нагрузки;
ЕЭС – единая энергетическая система;
кВ – киловольт;
кВт – киловатт;
кВт·ч – киловатт в час;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
КЛ – кабельная линия;
ЛДСП - ламинированная древесно-стружечная плита;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВА – мегавольт-ампер;
Мвар – мегавар;
МВт – мегаватт;
МДФ - мелкодисперсионная фракция;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПГУ – парогазовая установка;
ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПС – подстанция;
Р - разъединитель;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РМ – расчетная модель;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
сек. – секция шин;
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
Т – трансформатор;
ТТ – трансформатор тока;
ТП – технологическое присоединение;
ТУ – технические условия;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦП – центр питания;
ШСВ – шиносоединительный выключатель;
$I_{ддтн}$ – длительно допустимый ток нагрузки;
$I_{ном}$ – номинальный ток.

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020-2024 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ



Условные обозначения

	Существующие	Намечаемые
ВЛ 110 кВ		
ВЛ 110 кВ на двухцепных опорах		
ВЛ 150 кВ		
ВЛ 220 кВ		
ВЛ 330 кВ		
ВЛ 500 кВ		
Демонтируемая ВЛ	×	
ПС 500 кВ		
ПС 330 кВ		
ПС 220 кВ		
ПС 110/35/10-6 кВ		
ПС 110/10-6 кВ		
Абонентские ПС 110/35/10-6 кВ		
Абонентские ПС 110/10-6 кВ		
	(РП)	

Разработанный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2019, 2020-2024 годах

№	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации
1	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка протяженностью 120,3 км (1х120,3 км) со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	120,3 км, 125 МВА	2019
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1, 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	0,54 км 0,43 км 2 ячейки 110 кВ	2019
3	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кА и замена семи выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1.Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ 110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2019
4	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2, мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019
5	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВт до 590 МВА	3х250 МВА	2022
6	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежской ет строительство ВЛ 110 кВ Боброк – ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Боброк	125 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2020
7	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов по ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2020
8	Строительство ПС 110 кВ Отрадное. Строительство отпаек от ВЛ-110--45,46	2х40 МВА	2020
9	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаек от ВЛ 110-39,40	2х10 МВА	2020
10	Строительство ПС 110 кВ Парковая ет строительство КВЛ 110 кВ Южная – Парковая №1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2х63 МВА, 2х3,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2021
11	Строительство ПС 110 кВ Отечество. Строительство КВЛ 110 кВ Латная - Отечество. Установка 1 линей ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2х40 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2021
12	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой Т-2 мощностью 25 МВА на 40 МВА	40 МВА	2020
13	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №16 Юго-Западная с заменой силовых трансформаторов 2х31,5 и 40 МВА на 2х63 и МВА	2х63 МВА	2022
14	Реконструкция ПС 500 кВ Воронежская с установкой двух линейных ячеек 110 кВ в ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Воронежская. Строительство двух ВЛ 110 кВ от линейных ячеек 110 кВ на ПС 500 кВ Воронежская до отпаек на ПС 110 кВ № 31 Воля от ВЛ 110 кВ Курская – Кировская № 35 с отпайкой и ВЛ 110 кВ Кировская – Первая Хава № 36 с отпайкой протяженностью 2х2,2 км с переводом питания ПС 110 кВ № 31 Воля, ПС 110 кВ Ж/Д 11 Краснолесье, ПС 110 кВ Спутник, ВС 110 кВ Рамонь-2 на шины, построенные ВЛ 110 кВ в образовавших четыре ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесье с отпайкой на ПС Воля № 1, ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесье с отпайкой на ПС Воля № 2, ВЛ 110 кВ Кировская – Первая Хава № 36 с отпайкой, ВЛ 110 кВ Кировская - Рамонь-2 № 35 с отпайкой на ПС Новоусманская. Строительство ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА, Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ	2 ячейки 110 кВ 2х2,2 км (не менее АС-150), 2х16 МВА, 2х10,5 км	2021
15	Строительство ПС 110 кВ Залонская с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА, Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ	2х16 МВА, 2х10,5 км	2020
16	Установка на ПС 330 кВ Липки АОПО ВЛ 110 кВ Лисво - Каменка и ВЛ 110 кВ Лисва – Елизаветовка - Гнутово	-	2020
17	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 в части установки двух линейных ячеек 110 кВ; Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 - Павловск-4 протяженностью 80 км; Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Павловск-4 до ПС 110 кВ протяженностью 0,2 км. Строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов 10+16 кВ мощностью 63 МВА каждый.	2 ячейки 110 кВ 2х80 км, 2х0,05 км, 2х63 МВА	2021

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020-2024 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА ВОРОНЕЖА

Разработанный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2019, 2020-2024 годах

№	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	План-рубеж ввода/ реконструкции
1	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Лисицкая - Бутурлиновка, архитектурный переход высотой 129,3 м (1+1+129,3 м) и строительство ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	129,3 км, 125 МВА	2019
2	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка - Бутурлиновка-2 №1, 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	0,54 км 0,43 км 2 ячейки 110 кВ	2019
3	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кА и замена печи высвистателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1.Установка электромагнитных реакторов в ВЛ 110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2019
4	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019
5	Реконструкция ПС 220 кВ Юбилейная, Воронеж) в части установки АТ 220/110 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВт до 500 МВА	2х250 МВА	2022
6	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский от строительства ВЛ 110 кВ Бобровская - ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобровская	15,5 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2020
7	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-22,24 на ПС 110 кВ Спутник	2х16 МВА, 6 яч.	2020
8	Строительство ПС 110 кВ Придача. Строительство отпаек от ВЛ-110-42,46	2х40 МВА	2020
9	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаек от ВЛ 110-39,40	2х16 МВА	2020
10	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Юбилейная - Парковая №1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Юбилейная	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2021
11	Строительство ПС 110 кВ Отечество. Строительство КВЛ 110 кВ Латная - Отечество. Установка 1 новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2х40 МВА, 1 ячейка 110 кВ	2021
12	Реконструкция ПС 110 кВ ТЭЦ с заменой Т-2 мощностью 25 МВА на 40 МВА	40 МВА	2020
13	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №16 Юго-Западная с заменой силовых трансформаторов	2х63 МВА	2022
14	Реконструкция ПС 500 кВ Воронежская с установкой двух линейных ячеек 110 кВ в ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Воронежская. Строительство двух ВЛ 110 кВ от линейных ячеек 110 кВ на ПС 500 кВ Воронежская до отпаек на ПС 110 кВ № 31 Воля на ВЛ 110 кВ Воронеж – Краснолесное № 23 с отпайками и ВЛ 110 кВ Коршевка – Петровка Узел № 26 с отпайками протяженностью 2х2,2 км с переносом питания ПС 110 кВ № 31 Воля, ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Рамонь-2 по новым построенным ВЛ 110 кВ и образованием четырех ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1; ВЛ 110 кВ Воронежская-Краснолесное с заходом на ПС Воля № 2; ВЛ 110 кВ Коршевка – Петровка Узел № 26 с отпайкой; ВЛ 110 кВ Коршевка – Рамонь-2 с № 25 с отпайкой на ПС Новоусманская. Строительство ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА. Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-17, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ.	2 ячейки 110 кВ 2х16 МВА, 2х2,2 км (по четыре АС-150), 2х16 МВА, 2х10,5 км	2021
15	Строительство ПС 110 кВ Заложная с установкой двух трансформаторов 2х16 МВА. Строительство двух ВЛ 110 кВ, выполненных в двухцепном исполнении, от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48 до новой ПС 110 кВ.	2х16 МВА, 2х10,5 км	2020
16	Установка на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски - Качеевка и ВЛ 110 кВ Лиски – Гладково - Таловая	-	2020
17	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 в части установки двух линейных ячеек 110 кВ. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Поляяевка-1 протяженностью 10 км. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Поляяевка-1 до ПС 110 кВ проектируемая 0,5 км. Строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.	2 ячейки 110 кВ 2х80 км, 2х0,5 км, 2х63 МВА	2021

Условные обозначения

	Электросетевые объекты	
	Существующие	Намечаемые
ВЛ 110 кВ		
ВЛ в 2-цепном исполнении		
КЛ 110 кВ		
ВЛ 220 кВ		
ВЛ 330 кВ		
ВЛ 500 кВ		
Демонтируемая ВЛ	×	
ПС 500 кВ	●	
ПС 330 кВ	●	
ПС 220 кВ		
ПС 110/35/10-6 кВ	●	○
ПС 110/10-6 кВ	○	◎
Абонентские ПС 110/35/10-6 кВ	○	○
Абонентские ПС 110/10-6 кВ	○	◎
ТЭС		

