



УКАЗ ГУБЕРНАТОРА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

от 19 апреля 2018 г.

№ 225-у

г. Воронеж

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2019 – 2023 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 2019–2023 годы.
2. Признать утратившим силу указ губернатора Воронежской области от 13.11.2017 № 463-у «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2018–2022 годы».
3. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2019 года.
4. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на временно исполняющего обязанности заместителя председателя правительства Воронежской области Шабалова В.А.

Временно исполняющий обязанности
губернатора Воронежской области



А.В. Гусев

УТВЕРЖДЕНА
указом губернатора
Воронежской области
от 19 апреля 2018 г. № 225-у

**Схема и программа перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области на 2019 – 2023 годы**

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Воронежской области на период 2019 – 2023 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), Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) 7-е издание, Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

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, по энергосистеме Воронежской области (далее – ЭС) на пятилетний период по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по ЭС на пятилетний период для обеспечения надежности функционирования в долгосрочной перспективе;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса 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 приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) должна обеспечивать в нормальной схеме 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 которой 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 которой 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 на основании:

- Проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы;
- Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р;
- Комплексной программы развития электрических сетей Воронежской области напряжением 35 кВ и выше на пятилетний период с 2018 по 2022 гг.;
- Инвестиционных программ генерирующих и электросетевых компаний, одобренных в соответствии с правилами постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977;
- Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии);
- Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии), которые будут реализованы в период до 2023 года (на основе опроса);
- 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 30.06.2003 № 277;
- «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденных Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Госстроем Российской Федерации от 21.06.1999 № ВК 477;
- «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);
- «Укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденных приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385;
- «Сборника укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», утвержденного приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 № 488.

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 к использованию в качестве:

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

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. км². Протяженность с севера на юг составляет 277,5 км, с запада на восток – 352,0 км.

Численность населения области на 01.01.2018 составляла 2 333,768 тыс. чел. Удельный вес городского населения – 67,3 %, плотность населения 44,7 чел./км².

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. На рисунке 1 представлено административно-территориальное деление территории Воронежской области с указанием административных центров.

Таблица 1 - Городские и сельские поселения Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. человек (по состоянию на 01.01.2018)

Административно-территориальные единицы	Численность, (тыс. человек)
Городской округ город Воронеж	1 047,549
Борисоглебский городской округ	73,111
Городской округ город Нововоронеж	31,503
Аннинское городское поселение Аннинского муниципального района	16,225
Городское поселение – город Бобров Бобровского муниципального района	21,122
Городское поселение – город Богучар Богучарского муниципального района	11,270
Бутурлиновское городское поселение Бурутлиновского муниципального района	24,366
Верхнемамонское сельское поселение Верхнемамонского муниципального района	7,541
Верхнехавское сельское поселение Верхнехавского муниципального района	8,517
Углянское сельское поселение Верхнехавского муниципального района	6,022
Воробьевское сельское поселение Воробьевского муниципального района	6,245
Грибановское городское поселение Грибановского муниципального района	15,020

Административно-территориальные единицы	Численность, (тыс. человек)
Городское поселение – город Калач Калачеевского муниципального района	19,376
Заброденское сельское поселение Калачеевского муниципального района	9,043
Каменское городское поселение Каменского муниципального района	8,214
Кантемировское городское поселение Кантемировского муниципального района	11,056
Митрофановское сельское поселение Кантемировского муниципального района	5,401
Колодезянское сельское поселение Каширского муниципального района	6,559
Городское поселение – город Лиски Лискинского муниципального района	54,195
Давыдовское городское поселение Лискинского муниципального района	6,088
Нижеикорецкое сельское поселение Лискинского муниципального района	5,611
Среднеикорецкое сельское поселение Лискинского муниципального района	5,868
Воленское сельское поселение Новоусманского муниципального района	7,896
Орловское сельское поселение Новоусманского муниципального района	5,347
Отраденское сельское поселение Новоусманского муниципального района	8,517
Усманское 1-е сельское поселение Новоусманского муниципального района	16,407
Усманское 2-е сельское поселение Новоусманского муниципального района	19,389
Городское поселение – город Новохоперск Новохоперского муниципального района	17,026
Коленовское сельское поселение Новохоперского муниципального района	5,811
Ольховатское городское поселение Ольховатского муниципального района	12,870
Городское поселение – город Острогожск Острогожского муниципального района	33,533
Городское поселение – город Павловск Павловского муниципального района	24,858
Воронцовское сельское поселение Павловского муниципального района	5,101
Панинское городское поселение Панинского муниципального района	6,287

Административно-территориальные единицы	Численность, (тыс. человек)
Городское поселение – город Поворино Поворинского муниципального района	17,025
Песковское сельское поселение Поворинского муниципального района	6,410
Подгоренское городское поселение Подгоренского муниципального района	9,629
Рамонское городское поселение Рамонского муниципального района	9,576
Айдаровское сельское поселение Рамонского муниципального района	5,174
Репьевское сельское поселение Репьевского муниципального района	5,427
Городское поселение – город Россошь Россошанского муниципального района	62,827
Городское поселение – город Семилуки Семилукского муниципального района	26,732
Латненское городское поселение Семилукского муниципального района	7,330
Девичьё сельское поселение Семилукского муниципального района	5,760
Землянское сельское поселение Семилукского муниципального района	5,315
Таловское городское поселение Таловского муниципального района	11,377
Терновское сельское поселение Терновского муниципального района	5,292
Хохольское городское поселение Хохольского муниципального района	12,480
Городское поселение – город Эртиль Эртильского муниципального района	11,792



Рисунок 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°C на севере области до плюс 6,5°C на юге. Среднеиюльская температура изменяется от плюс 19,5°C до плюс 21,7°C, средняя январская температура от минус 8,1°C до минус 10,7°C. 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 2 приведена структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности. В структуре ВРП основными видами экономической деятельности являлись: оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования – 20,46 %; обрабатывающие производства – 14,5 %, сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство – 15,3 %, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг – 16,13 %, транспорт и связь – 7,6 %.

Таблица 2 – Структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности за 2015 год¹

Вид экономической деятельности	Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	15,3
Добыча полезных ископаемых	0,45
Обрабатывающие производства	14,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,92
Строительство	8,84
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	20,46
Гостиницы и рестораны	0,78
Транспорт и связь	7,6
Финансовая деятельность	0,24
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	16,13
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательно социальное страхование	4,67
Образование	3,63
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	3,42
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	1,05

Структура хозяйства Воронежской области имеет индустриально-аграрный характер.

Особенностью промышленности Воронежской области является преобладание обрабатывающей промышленности (80 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности), а также значительная доля электроэнергетики (17 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности).

¹ Данные за 2016 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

Значительная доля промышленных предприятий Воронежской области, в особенности машиностроительного сектора, расположена в г. Воронеже.

Обрабатывающая промышленность представлена производством пищевых продуктов (40 % от производимых товаров предприятий обрабатывающей промышленности), химическим производством (более 16 %), производством машин и оборудования (8 %), производством электрооборудования, электронного и оптического оборудования (7 %).

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. Компания 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 Воронежский 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. 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 «ВАСО», АО «Государственный космический научно-производственный центр имени 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. АО «Государственный космический научно-производственный центр имени 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 продукции составляет гранитный щебень, строительный камень, песок.

В настоящее время на территории Воронежской области функционируют следующие индустриальные парки: «Масловский» (с. Масловское, Новоусманский район), «Лискинский» (г. Лиски), «Бобровский» (г. Бобров), «Перспектива» (Новоусманский район), а также инвестиционная площадка «RusLandGroup» (г. Воронеж).

Индустриальный парк «Масловский» расположен на границе городского округа город Воронеж и территории 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 существующие резиденты индустриального парка «Масловский»:

- ООО «Сиенс 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, ДВП с их переработкой;
- ООО «Армакс Групп»: производство жесткой и мягкой строительной минеральной ваты на основе горных базальтовых пород; строительных ограждающих и энергосберегающих конструкций на основе утеплителей из пенополиуретана (PUR) и пенополиизоциануратов (PIR); систем обеспечения жизнедеятельности зданий и сооружений на основе комплекса вентиляции и кондиционирования;
- ООО «ЛС»: складские комплексы для хранения семян и средств защиты растений, оказание логистических услуг (ответственное хранение продукции);
- ООО ПК «Гранд Лайн»: профилирование тонколистового оцинкованного (окрашенного) холоднокатаного металла, (профнастил,

металлочерепица, водосточные системы, заборы, саморезы, профили под гипсокартон);

- АО «ОФС РУС ВОКК»: производство кабельной продукции;
- ООО «Выбор-ОБД»: производство изделий из бетона, гипса и цемента (завод объемно-блочного домостроения);
- ООО «Парк А»: логистический комплекс класса «А»;
- ООО «Бионорика Фармасьютикалс»: производство фармацевтических продуктов;
- ООО «Атлантис-Пак-Имущественный комплекс»: производство пластиковой упаковки для мясной и молочной промышленности (барьерные пленки для пищевой продукции);
- 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:

- ОАО «Лиски-Металлист»;
- Лискинский завод «Спецжелезобетон» - филиал АО «БетЭлТранс» (производство шпал и брусьев стрелочных переводов);
- Компания ООО «Техкорм».

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:

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

Индустриальный парк «Перспектива» находится в Новоусманском районе на расстоянии 10 км от г. Воронежа в селе 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», региональный терминал;
- ООО «АнтиКорр-Сервис»;
- ООО «Лакокраска»;
- ООО «Мегаполис», бетон, пр-во ж/б изделий;
- ООО «Мега Мебель»;
- ООО «Самсон-опт», логистический центр класса «А»;
- ООО «Воронежский завод металлических дверей»;

Инвестиционная площадка «RusLandGroup» - это промышленная зона, представляющая собой совокупность автономных (обособленных) земельных участков, которые расположены вдоль федеральной магистральной трассы М4 «Дон». Земельные участки находятся в Воронежской области, удаленностью порядка 6-15 км от г. Воронежа, между поселениями Новожиловское и Комсомольский Рамонского района Воронежской области. Площадь земельных участков составляет 103,7 га. Основные резиденты парка:

- ООО АПХ «Мираторг» (строительство склада замороженных пищевых продуктов);
- Компания «Volvo Trucks» (строительство дилерского сервисного центра по обслуживанию грузовых автомобилей Volvo);
- Компания «SCANIA» (строительство дилерского сервисного центра по обслуживанию грузовых автомобилей SCANIA);
- ЗАО ГУ НПО «Стройтехавтоматика» (строительство научно-производственной базы. Сборка мобильных бетоносмесительных узлов, производство автоматических линий и оборудования);
- ООО «Киносарг» (строительство завода по производству мостовых конструкций).

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 30.12.1959. 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 (ОЭС Украины).

По состоянию на 01.01.2018 в электроэнергетическом комплексе Воронежской области эксплуатируются и обслуживаются 175 ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше с суммарной протяженностью 6 384,993 км, 163 трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной установленной мощностью трансформаторов 13 770,0 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 – I);

- 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 01.01.2018), 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 01.01.2018):

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

3. Перечень основных крупных потребителей

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и максимальной мощности за 2013–2017 годы представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Потребление электроэнергии и максимальной мощности основными потребителями Воронежской области

Наименование потребителя	2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017 год	
	Электроэнергия (млн кВт·ч)	Мощность (МВт)	Электроэнергия (млн кВт·ч)	Мощность (МВт)	Электроэнергия (млн кВт·ч)	Мощность (МВт)	Электроэнергия (млн кВт·ч)	Мощность (МВт)	Электроэнергия (млн кВт·ч)	Мощность (МВт)
ЮВЖД – филиал ОАО «РЖД»	872,4	131	839,8	130	701,4	87	634,0	84	764,6	156,3
АО «Воронежсинтезкаучук»	308,5	44	290,0	44	262,1	40	261,0	37	258,0	38
АО «Минудобрения»	373,4	55	364,6	60	387,0	70	398,0	65	398,0	65
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» - Воронежский филиал (шт Подгоренский)	48,5	32	133,3	32	143,0	32	157,0	30	167,5	32

4. Анализ загрузки центров питания

Данные о загрузке центров питания (ЦП) 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС на основе расчетного потокораспределения в день контрольного замера 20.12.2017 (по представленным данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС) приведены в таблице 4. На основании анализа загрузки трансформаторов ЦП 220 кВ и выше филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС максимальная нагрузка трансформаторов в день зимнего контрольного замера 2017 года не превышала 56,5% от $S_{ном}$.

Данные о загрузке ЦП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», ОАО «РЖД» и потребительских подстанций представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Загрузка центров питания филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинал (МВА)	Загрузка в замерный день 20.12.2017 в 18.00 (МВА)	Коэффициент загрузки оборудования (%)
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	103,5	41,4
		АТ-2	500/110/10	250	106,2	42,5
2	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	72,6	36,3
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	87,5	43,8
3	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	Откл.	Откл.
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	85,4	35,6
		АТ-1-200	220/110/10	200	72,1	36,1
		АТ-2-200	220/110/10	200	67,1	33,5
		АТ-1 125 МВА	220/110/35	125	Откл.	Откл.
4	ПС 220 кВ Бобров	АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	63,8	51,0
		Т-1	110/35/10	16	5,1	31,9
				16	6,3	39,5
5	ПС 220кВ Латная	АТ-2 125 МВА	220/110/35	200	112,9	56,5
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	Откл.	Откл.
6	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	104,2	52,1
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	68,8	51,0
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	Откл.	Откл.
7	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	84,2	42,1
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	80,1	40,0

Таблица 5 — Загрузка центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», ОАО «РЖД» и ряда потребителей подстанций

№ п/п	Центр питания	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Наличие перегрузки
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			
1	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25	-	6,3	120	32,55	10,96	Нет перегрузки
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	1,4	120	27,65	16,6	Нет перегрузки
3	ПС 110 кВ Воля	25	25	-	3,69	120	29,94	15,39	Нет перегрузки
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	4,5	120	21,3	18,2	Нет перегрузки
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	6,4	120	23,2	8,06	Нет перегрузки
6	ПС 110 кВ Краснолесное	5,6	6,3	-	2,88	120	8,76	4,79	Нет перегрузки
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	1	120	7,615	1,57	Нет перегрузки
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,66	120	28,91	25,56	Нет перегрузки
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	0	0	26,25	19,46	Нет перегрузки
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	0	0	16,8	11,85	Нет перегрузки
11	ПС 110 кВ №14 Западная	31,5	31,5	-	0	0	33,075	11,63	Нет перегрузки
12	ПС 110 кВ №16 Юго-Западная	31,5	31,5	40	0	0	66,15	45,77	Нет перегрузки
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	3,2	120	50,45	47,45*	Нет перегрузки
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	0	0	84	37,22	Нет перегрузки
15	ПС 110 кВ №28 Тепличная	25	25	-	0	0	26,25	10,46	Нет перегрузки
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	4,2	120	30,45	14,43	Нет перегрузки
17	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40	-	0	0	42	28,16	Нет перегрузки
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	0	0	66,15	38,71	Нет перегрузки
19	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16	-	3,4	0	13,9	7,54	Нет перегрузки
20	ПС 110 кВ Каменка	10	10	-	7,15	180	17,65	5,87	Нет перегрузки
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	4,2	120	14,7	6,36	Нет перегрузки
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	5,48	120	22,28	5,72	Нет перегрузки
23	ПС 110 кВ Краснолипые	16	16	-	7,65	120	24,45	13,19	Нет перегрузки
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	36	120	121,05	51,34	Нет перегрузки
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	7,6	120	24,4	10,3	Нет перегрузки
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	1	120	7,615	2,56	Нет перегрузки
27	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16	-	1,72	120	18,52	18,45	Нет перегрузки
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	6,23	120	23,03	6,4	Нет перегрузки
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	1,1	120	7,715	3,1	Нет перегрузки
30	ПС 110 кВ Давыловка	6,3	6,3	-	2	240	8,615	5,08	Нет перегрузки
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	8,62	120	34,87	12,85	Нет перегрузки
32	ПС 110 кВ Острогожск	40,5	40,5	-	1,86	120	44,385	18,14	Нет перегрузки

№ п/п	Центр питания	Установленная мощность трансформаторов				Мощность, пераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА			Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Наличие перегрузки
		T-1	T-2	T-3		МВА	Мин.				
33	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40		6,1	120		39,7	23,89	Нет перегрузки
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-		0	0		66,15	8,41	Нет перегрузки
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-		4,6	120		21,4	12,78	Нет перегрузки
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20		0	0		42	18,57	Нет перегрузки
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-		0	0		2,625	1,29*	Нет перегрузки
38	ПС 110 кВ №29 ДСК	25	25	-		4,7	120		30,95	17,29	Нет перегрузки
39	ПС 110 кВ Жилоселковая	10	10	-		0	0		10,5	5,43	Нет перегрузки
40	ПС 110 кВ №47 Сомово	25	25	-		0	0		26,25	8,76	Нет перегрузки
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-		3,31	120		13,81	5,05	Нет перегрузки
42	ПС 110 кВ Лиекинская	10	16	-		2,72	120		13,22	5,28	Нет перегрузки
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-		3,37	120		13,87	2,75	Нет перегрузки
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-		0	0		6,615	5,44	Нет перегрузки
45	ПС 110 кВ №36 Воронежская	25	25	-		0	0		26,25	2,58	Нет перегрузки
46	ПС 110 кВ №30 Подгорное	40	40	63		0	0		84	74,01	Нет перегрузки
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-		0	0		10,5	6,8	Нет перегрузки
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-		0	0		66,15	21,88	Нет перегрузки
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-		0	0		26,25	14,67	Нет перегрузки
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-		0	0		42	15,91	Нет перегрузки
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-		0	0		66,15	4,72	Нет перегрузки
52	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	6,3	6,3	-		0	0		6,615	2,08	Нет перегрузки
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-		0	0		42	22,43	Нет перегрузки
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63		0	0		67,2	23,92	Нет перегрузки
55	ПС 110 кВ Подгорное-районная	16	16	-		1,58	180		18,38	6,93	Нет перегрузки
56	ПС 110 кВ № 42 Полос	40	40	-		0	0		42	22	Нет перегрузки
57	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63	-		0	0		66,15	9,58	Нет перегрузки
58	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	10	10	-		0	0		10,5	0,66	Нет перегрузки
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-		0,55	120		3,175	0,42	Нет перегрузки
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-		4,67	120		15,17	4,91	Нет перегрузки
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-		2,35	120		19,15	2,75	Нет перегрузки
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-		0,44	160		7,055	0,41	Нет перегрузки
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-		0,5	120		7,115	0,32	Нет перегрузки
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-		3,86	150		30,11	10,39	Нет перегрузки
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-		4,94	120		21,74	6,13	Нет перегрузки
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-		3,6	120		14,1	6,73	Нет перегрузки
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-		14,45	120		40,7	29,79	Нет перегрузки

№ п/п	Центр питания	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Наличие перегрузки
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	1,06	120	7,675	1,85	Нет перегрузки
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	0	0	42	5,61	Нет перегрузки
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	0,18	120	10,68	2,54	Нет перегрузки
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	0,4	120	7,015	1,11	Нет перегрузки
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	0,22	120	17,02	6,96	Нет перегрузки
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	0,47	120	10,97	2,95	Нет перегрузки
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16	-	1,8	120	18,6	2,79	Нет перегрузки
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	4,19	120	14,69	2,19	Нет перегрузки
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	0	0	10,5	2,45	Нет перегрузки
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	1,59	120	8,205	0,58	Нет перегрузки
78	ПС 110 кВ Таловая-районная	16	16	-	4,34	120	21,14	8,66	Нет перегрузки
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	2,2	120	12,7	3,12	Нет перегрузки
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	0	0	16,8	2,33	Нет перегрузки
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	1,3	180	7,915	3,3	Нет перегрузки
82	ПС 110 кВ Эртиль	16	16	-	1,42	120	18,22	7,65	Нет перегрузки
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	1,2	120	27,45	17,71	Нет перегрузки
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	2,2	1 сутки	19	6,84	Нет перегрузки
85	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3	-	2,7	120	9,315	4,44	Нет перегрузки
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	1,28	120	3,905	1,22	Нет перегрузки
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	1,14	120	7,755	1,03	Нет перегрузки
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	2,97	120	9,585	1,31	Нет перегрузки
89	ПС 110 кВ Калачеевская	6,3	-	-	0,78	120	7,395	0,4	Нет перегрузки
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	1	1 сутки	17,8	1,45	Нет перегрузки
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	0,82	120	11,32	2,12	Нет перегрузки
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	3,51	120	14,01	6,03	Нет перегрузки
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	0,69	120	7,305	0,38	Нет перегрузки
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	0	0	6,615	0,38	Нет перегрузки
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	1,01	1 сутки	7,625	1,04	Нет перегрузки
96	ПС 110 кВ Павловск-2	25	25	-	5	120	31,25	14,59	Нет перегрузки
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	2,18	240	12,68	1,31	Нет перегрузки
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	1,24	120	7,855	0,88	Нет перегрузки
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	1,8	120	8,415	4,54	Нет перегрузки
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	2,7	120	13,2	2,77	Нет перегрузки
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	4,59	180	11,205	2,04	Нет перегрузки
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	2,36	180	12,86	1,83	Нет перегрузки

№ п/п	Центр питания	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перерабатываемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузок в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Наличие перегрузки
		T-1	T-2	T-3	MBA	Мин.			
103	ПС 110 кВ Шишовка	6,3	-	-	0,86	180	7,475	0,79	Нет перегрузки
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	1,52	120	8,135	1,06	Нет перегрузки
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	1,81	120	8,425	1,77	Нет перегрузки
106	ПС 110 кВ Никонорова	2,5	6,3	-	1,81	240	4,435	1,18	Нет перегрузки
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	2,61	120	13,11	9,35	Нет перегрузки
108	ПС 110 кВ Бугаевка	16	-	-	8,58	120	25,38	7,27	Нет перегрузки
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	0	0	10,5	1,56	Нет перегрузки
110	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	40	40	-	0	0	42	14,88	Нет перегрузки
111	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	0	0	42	23,89	Нет перегрузки
112	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	40	40	-	0	0	42	10,02	Нет перегрузки
113	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	20	40	-	0	0	21	19,03	Нет перегрузки
114	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	0	0	75,075	42,83	Нет перегрузки
115	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	0	0	42	24,1	Нет перегрузки
116	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	40	40	-	0	0	42	30,56	Нет перегрузки
117	ПС 110 кВ Острогожск-тяговая	20	40	-	0	0	21	11,72	Нет перегрузки
118	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	40	20	-	0	0	21	14,25	Нет перегрузки
119	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	20	20	-	0	0	21	8,7	Нет перегрузки
120	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	0	0	42	12,75	Нет перегрузки
121	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	40	40	-	0	0	42	12,63	Нет перегрузки
122	ПС 110 кВ Бобров-тяговая	40	40	-	0	0	42	15,66	Нет перегрузки
123	ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	40	40	-	0	0	42	11,23	Нет перегрузки
124	ПС 110 кВ ГПП-1	31,5	31,5	-	0	0	33,075	3,52	Нет перегрузки
125	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32	-	0	0	33,6	4,89	Нет перегрузки
126	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32	-	0	0	33,6	11,03	Нет перегрузки
127	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25	-	0	0	26,25	10,22	Нет перегрузки

* Данные приняты на основе загрузки ПС за последние 3 года.

5. Ретроспективный анализ и общее описание энергосистемы Воронежской области

5.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет

В таблице 6 представлена отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2013–2017 годы.

Таблица 6 - Отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2013 – 2017 годы

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Электропотребление, млн. кВт · ч	10 336	10 540	10 470	11 003	11 042

Рост электропотребления Воронежской области за период 2013 – 2017 годов составил 6,8 %.

5.2. Структура электропотребления Воронежской области за предыдущие 5 лет

Структура электропотребления Воронежской области за предыдущие 5 лет представлена в таблице 7. Основную долю потребления электроэнергии составляют население и промышленность.

Таблица 7 - Структура электропотребления Воронежской области на период 2013–2017 годов, млн. кВт · ч

Структура электропотребления	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потреблено электроэнергии	10 336	10 540	10 470	11 003	11042
в том числе организациями по видам экономической деятельности:					
добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4011,6	4075,7	4173,0	4565,5	н/д
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	679	709	713,6	749,8	н/д
строительство	180,9	190,5	190,5	200,3	н/д
оптовая и розничная торговля	196,5	199,4	189,3	225,2	н/д
транспорт и связь	1102,5	1102,4	928,8	941,6	н/д
другие виды экономической деятельности	838,7	870	910,1	926,6	н/д
городское и сельское население	2375	2432,7	2420,1	2525,0	н/д
потери в электросетях	1231,7	1211	1172,6	1144,0	н/д

5.3. Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы

Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы за предыдущие 5 лет приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы в период 2013–2017 годов

Показатель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Дата максимума нагрузки, температура в момент прохождения максимума	12.12.2013 -12° С	31.01.2014 -24° С	26.01.2015 -10° С	16.12.2016 -15,9° С	09.02.2017 -16,9° С
Максимум нагрузки, МВт	1 715	1 826	1 678	1 744,9	1 813,7
Число часов использования максимума нагрузки, ч/год	6 026	5 772	6 239	6 306	6 088

Число часов использования максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за последние пять лет изменяется в диапазоне 5 772 – 6 306 ч/год в зависимости от температурных условий в энергосистеме.

5.4. Динамика потребления тепловой энергии за последние 5 лет

На рисунке 2 представлена динамика производства тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области. Рост производства тепловой энергии в Воронежской области за предыдущие 5 лет составил 7,5 %.

Значения отпускаемой тепловой энергии электростанциями и котельными филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация» за 2013–2017 годы с выделением крупных потребителей тепловой энергии приведены в таблицах 9-10. Значения отпускаемой тепловой энергии котельными МКП «Воронежтеплосеть» за 2013–2017 годы с выделением наиболее крупных котельных приведены в таблице 11.

Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области представлена на рисунке 3. Наиболее крупной группой потребителей тепловой энергии являются промышленные предприятия. Их доля составляет в общем потреблении около 45 %. Значительную роль в потреблении тепловой энергии играет население, доля которого составляет 24 %.

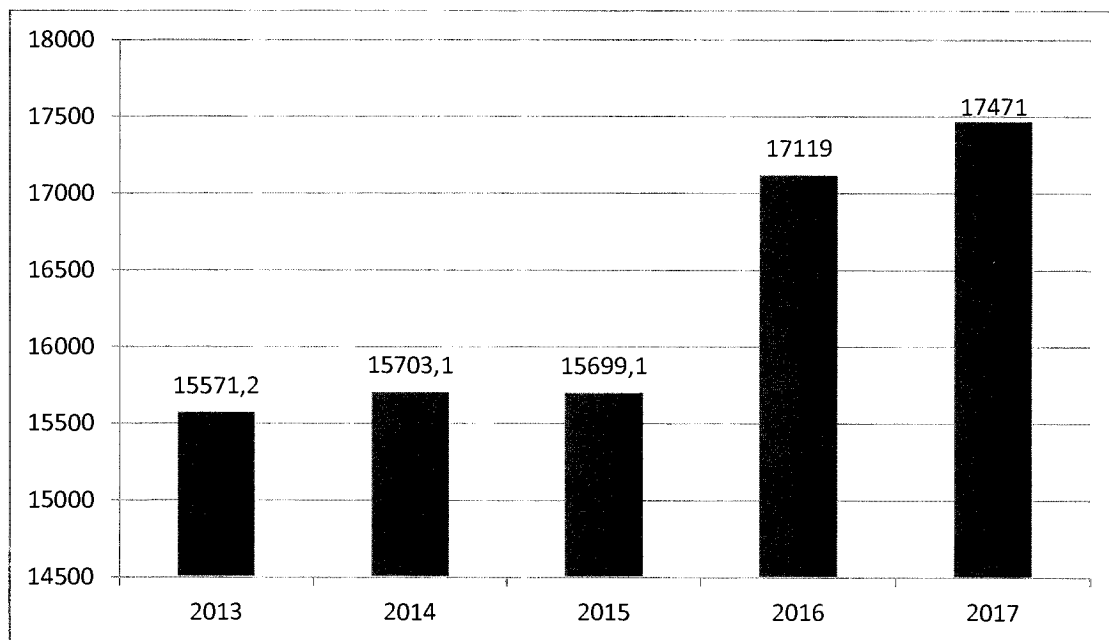


Рисунок 2 - Производство тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области, тыс. Гкал

Таблица 9 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии Воронежской ТЭЦ-1 и Воронежской ТЭЦ-2 филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за 2013–2017 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
всего	3781,7	3720,9	3731,5	3901,9	4007,8
Воронежская ТЭЦ-1	2434,8	2311,3	2333,5	2456,5	2544,6
Воронежская ТЭЦ-2	1347,0	1409,5	1398,0	1445,4	1463,2
в том числе пар АО «Воронежсинтезкаучук»	1134,1	997,7	1142,4	1236,2	1416,6
пар ЗАО «Воронежский шинный завод»	187,4	100,7	0,0	0,0	0
пар ООО «Харти»	7,6	12,5	10,7	8,2	6,2
пар ООО «ЖБК»	8,0	13,2	10,8	3,7	0
пар прочие	92,4	128,7	144,4	151,6	84,9
горячая вода	2351,2	2468,0	2423,2	2955,2	2500,1

Таблица 10 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии от котельных филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за 2013–2017 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
всего	533,6	551,3	543,2	543,0	539,6
Котельная № 1 всего	122,0	127,5	128,5	135,5	136,9
Котельная № 2 всего	411,5	423,7	414,7	407,5	402,7
в том числе: горячая вода	533,6	551,3	543,2	543,0	539,6

Таблица 11 - Динамика выработки тепловой энергии котельными МКП «Воронежтеплосеть» за 2013–2017 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ИТОГО, в т.ч.	1580,0	1716,3	1786,7	2083,2	2118,60
Котельная (пер. Ботанический, 45к)	72,5	76,8	74,9	98,2	103,89
Котельная (ул. Владимира Невского, 25к)	151,7	159,0	158,0	196,7	193,23
Котельная (ул. Любы Шевцовой, 16)	242,6	240,8	231,7	290,5	290,37
Котельная (пр-т Ленинский, 162к)	277,0	283,0	279,9	368,4	428,70
Котельная (ул. Туполева, 31к)	79,7	77,8	76,1	95,0	98,24
Прочие теплоисточники МКП «Воронежтеплосеть»	557,1	674,7	774,7	1034,4	1004,18
от теплоисточников ООО «Воронежская ТСК»	199,2	204,1	191,4	н/д	н/д

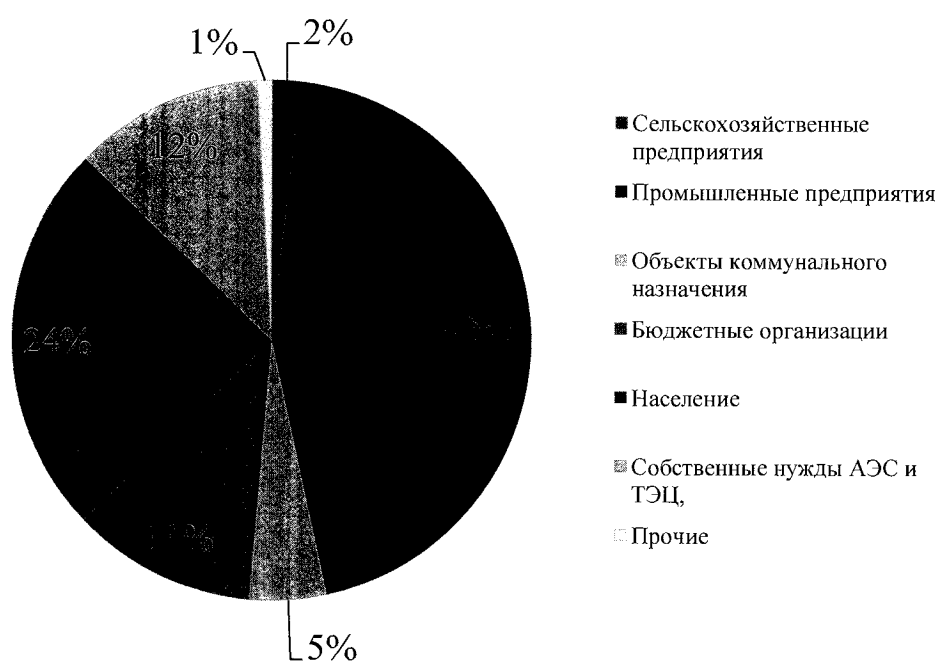


Рисунок 3 - Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области

6. Проведение анализа текущих показателей функционирования

6.1. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Воронежской области

Перечень крупных потребителей тепловой энергии с указанием их потребности в тепловой энергии и данных о собственных объектах тепловой генерации представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Перечень крупных потребителей тепловой энергии с указанием их потребности в тепловой энергии и данных о собственных объектах тепловой генерации

Потребитель	Потребность в тепловой энергии в 2017 году (тыс. Гкал)	Собственный источник тепловой энергии		
		Тип	Производительность	Год ввода
ПАО «ВАСО»	55,6	Котел №6613 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	1988
		Котел №6614 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	1990
		Котел №7216 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	2006
		Котел №6623 КВ-ГМ-50-150	50 Гкал/час	1989
		Котел №6636 КВ-ГМ-50-150	50 Гкал/час	1989
АО «Воронежсинтезкаучук»	1717,8	Котел-утилизатор 4хДЕ-25-225	100 т пара/час	-
ООО «Воронежская керамика»	7,7	Котел №1 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1975
		Котел №3 ДКВР 4/13	4 т пара/час	1987
		Котел №4 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1972
		Котел №5 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1972
Воронежский тепловозремонтный завод – филиал АО «Желдорреммаш»	67	Котел ДЕ-16/14 ГМ	10,24 Гкал/час	2009
		Котел ДЕ-16/14 ГМ	10,24 Гкал/час	1988
		Котел ДЕ-25/14 ГМ	16 Гкал/час	1991
		Котел ДЕ-25/14 ГМ	16 Гкал/час	1989
ЗАО «Воронежский шинный завод»	121,5	Котел 3хSTD 25/26/NG+DO/ECO	75 т пара/час	2015
ООО «СовТехДом» (ранее ООО «ПК КПД-2»)	24,5	Отсутствует		
ОАО «Павловск Неруд»	24	Котел 2хДКВР 20-13	26 Гкал/час	1976
		Котел ДЕ 4-14 ГМ	2,5 Гкал/час	1976
		Котел ДЕ 4-14	2,5 Гкал/час	2004

6.2. Состав существующих электростанций, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Перечень электростанций Воронежской области с установленной мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям приведен в таблице 13.

Таблица 13 - Электростанции Воронежской области с группировкой по собственникам (по состоянию на 01.01.2018)

Собственник электростанции	Наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-1	138
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-2	127
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 окончательный демонтаж блока № 3 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 417 МВт.

6.3. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области с группировкой по собственникам и типам электростанций за 2013–2017 годы приведена в таблице 14. Значительную долю в выработке электроэнергии области занимает Нововоронежская АЭС – филиал АО «Концерн «Росэнергоатом» (92,5% в 2017 году).

Таблица 14 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций и собственникам

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	%
2013	15 472,5	100	14 067,6	90,9	580,5	3,8	821,9	5,3	2,5	0,02
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
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	0,0	0,0

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций представлена на рисунке 4.

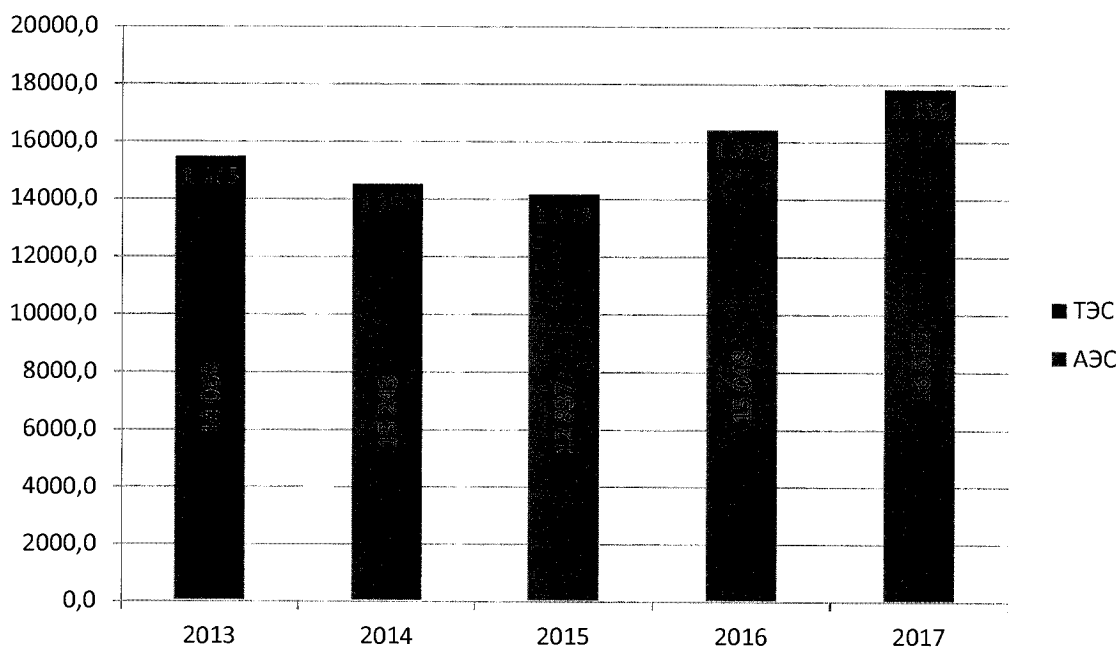


Рисунок 4 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций, млн кВт·ч

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

В таблице 15 представлен фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за 2013–2017 годы.

Таблица 15 - Фактический баланс электроэнергии Воронежской области за 2013–2017 годы, млн. кВт·ч

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление	10 335,6	10 540,3	10 469,7	11 003	11 042,2
Выработка	15 472,5	14 526,0	14 180,5	16 417,9	17 850,5
Сальдо перетоков электроэнергии («-» избыток)	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,3

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 2013–2017 годы представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Баланс мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2013–2017 годы

№ п/п	Мощность	Год				
		2013	2014	2015	2016	2017
1	Дата, час максимума	12.12.2013 10:00	31.01.2014 10:00	26.01.2015 18:00	16.12.2016 19:00	09.02.2017 10:00
2	Установленная мощность	2 106,6	2 106,6	2 106,6	3 294,4	2 877
	АЭС	1 834	1 834	1 834	3 029,4	2 612
	ТЭС	272,6	272,6	272,6	265,0	265
3	Ограничения мощности	7,6	7,6	7,6	4,5	32,3
	АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	28
	ТЭС	7,6	7,6	7,6	4,5	4,4
4	Располагаемая мощность (2-3)	2 099	2 099	2 099	3 289,9	2 844,7
	АЭС	1 834	1 834	1 834	3 029,4	2 584
	ТЭС	265	265	265	260,5	260,6
5	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	0	0	0	0	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонт ³	10	59,5	5	1 195,4	0
	АЭС	0	0	0	1 195,4	0
	ТЭС	10	59,5	5	0	0
7	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
8	Рабочая мощность (4-(5+6+7))	2 088,7	2 039,5	2 094	2 094,5	2 866,8
	АЭС	1 834	1 834	1 834	1 834	2 606
	ТЭС	254,7	205,5	260	260,5	260,8
9	Мощность в резерве (8+11-10)	62,8	32,8	62,3	40,6	89
	АЭС	0	0	0	1,4	21,5
	ТЭС	62,8	32,8	62,3	39,2	68
10	Нагрузка электростанций	2 089,6	2 073,7	2 085,45	2 081,8	2 799,5
	АЭС	1 897,5	1 901	1 887,21	1 859,5	2 606
	ТЭС	192	172,7	198,24	222,3	193
11	В том числе перегруз	63,7	67	53,75	27,9	21,7

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

№ п/п	Мощность	Год				
		2013	2014	2015	2016	2017
	АЭС	63,5	67	53,21	26,9	21,5
	ТЭС	0,1	0	0,54	1,0	0,2
12	Максимум потребления	1 714,8	1 825,6	1 678,1	1 744,9	1 813,7
13	Сальдо перетоков (12-10)	-374,8	-248,1	-407,35	-336,9	-985,8
14	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	373,9	213,9	415,9	349,6	1053,1

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.

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

В таблице 17 приведен баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2013–2017 годы.

Таблица 17 - Баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2013–2017 годы, млн. кВт·ч

Показатель/потребитель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление	10 335,6	10 540,3	10 469,7	11 003	11 042
В т.ч.					
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	872,4	839,8	701,4	634,0	764,6
АО «Воронежсинтезкаучук»	308,5	290,0	262,1	261,0	258
АО «Минудобрения»	373,4	364,6	387,0	398,0	398
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» – Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	48,5	133,3	143,0	157,0	167,5
Выработка	15 472,5	14 526,0	14 180,5	16 417,9	17 850,5
Сальдо перетоков электроэнергии	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,5

В таблице 18 приведены максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2013–2017 годы.

Таблица 18 - Максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2013–2017 годы, МВт

Потребитель	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	131	130	87	84	156
АО «Воронежсинтезкаучук»	44	44	40	37	38
АО «Минудобрения»	55	60	70	65	65
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» – Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	32	32	32	30	32

6.6. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учетом блок-станций и муниципальных котельных) на территории Воронежской области в последнем отчетном году

В таблице 19 приведена структура топливного баланса по электростанциям и котельным энергосистемы Воронежской области.

Таблица 19 - Структура потребления топлива по электростанциям и котельным городского округа город Воронеж за 2017 год

Источник	Объем потребления топлива в 2017 году, т у.т.			
	Природный газ	Уголь	Мазут	Ядерное топливо
Нововоронежская АЭС	0	0	0	5871,3
Воронежская ТЭЦ-1	513600	0	500	0
Воронежская ТЭЦ-2	400800	0	39	0
Котельная № 1	22000	0	0	0
Котельная № 2	64600	0	0	0
Котельные МКП «Воронежтеплосеть»	342967,78	626,73	0	0

Из таблицы 19 следует, что основным топливом, используемым на электростанциях и котельных энергосистемы Воронежской области, является природный газ.

6.7. Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области за отчетный период

Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области за 2014–2016 годы представлен в таблицах 20–22.

Таблица 20 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2014 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефте- продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство энергетических ресурсов	1	т у. т.	0	0	0	67444	-5434098	0	0	-5366654
Ввоз	2	т у. т.	105391	2210160	6503924	0	0	4332744	0	13152219
Вывоз	3	т у. т.	0	0	0	0	0	-5988659	0	-5988659
Изменение запасов	4	т у. т.	7671	5988	0	464	0	0	0	14123
Потребление первичной энергии	5	т у. т.	113062	2216147	6503924	67908	0	4451147	0	13352188
Статистическое расхождение	6	т у. т.	0	0	0	-114339	0	-6589	14711	-106217
Производство электрической энергии	7	т у. т.	-1435	-2255	-318333		-5389844	-431256		-6143123
Производство тепловой энергии	8	т у. т.	-88031	-213662	-2934430	-67721	-44254	-647882	2581590	-1414390
Теплоэлектростанции	8.1	т у. т.	-6892	-188408	-1095411			-442969	1022880	-710800
Котельные	8.2	т у. т.	-32689	-25254	-1839019	-67721		-204913	1408234	-761362
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	т у. т.	0	0	0	0	0	0	1434	1434
Преобразование топлива	9	т у. т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	т у. т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	т у. т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	т у. т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	т у. т.	0	0	0	0	0	-431256	0	-431256
Потери при передаче	11	т у. т.	0	0	0	0	0	-499541	-242011	-741552
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у. т.	18758	2024156	3365499	187	0	2879057	2242257	10529914
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	т у. т.	0	152581	0	0	0	292470	55515	500566
Промышленность	14	т у. т.	0	57232	0	0	0	712488	1110574	1880294
Производство пищевых продуктов	14.1	т у. т.	0	26129	0	0	0	115638	330483	472250

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Химическое производство	14.2	т у. т.	0	3747	0	0	0	284360	458559	746666
Металлургическое производство	14.3	т у. т.	0	1806	0	0	0	6619	8206	16631
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у. т.	0	8309	0	0	0	24377	17021	49707
Производство машин и оборудования	14.5	т у. т.	0	3251	0	0	0	46221	29297	78769
Прочая промышленность	14.6	т у. т.	0	1991	0	0	0	194701	260764	457456
Строительство	15	т у. т.	0	11986	0	0	0	78587	3903	94476
Транспорт и связь	16	т у. т.	0	439184	0	0	0	473421	31440	944045
Железнодорожный	16.1	т у. т.	0	0	0	0	0	369280	12732	382012
Трубопроводный	16.2	т у. т.	0	0	0	0	0	6356	1027	7383
Автомобильный	16.3	т у. т.	0	289525	0	0	0		5175	294700
Прочий	16.4	т у. т.	0	93738	0	0	0	74747	12506	180991
Сфера услуг	17	т у. т.	0	0	0	0	0	403482	225316	628798
Население	18	т у. т.	14113	1358953	1664082	0	0	918609	815510	4771267
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у. т.	4645	4221	1701417	187	0	0	0	1710470

Таблица 21 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2015 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство энергетических ресурсов	1	т у.т.	0	0	0	101509	1614030	1761400	2581390	6058329
Ввоз	2	т у.т.	106927	1599053	6532406	0	0	1305196	0	9543583
Вывоз	3	т у.т.	0	0	0	0	-971917	-1761439	0	-2733356
Изменение запасов	4	т у.т.	-1052	-17687	0	-1144	0	0	0	-19883
Потребление первичной энергии	5	т у.т.	105875	1581366	6532406	100365	642113	1305157	2581390	12848673
Статистическое расхождение	6	т у.т.	3396	13537	-9837	0	0	0	29203	36300
Производство электрической энергии	7	т у.т.	0	-229	-366757	0	-5224805	-122972	0	-5714763
Производство тепловой энергии	8	т у.т.	-49165	-27668	-2806563	-78289	0	-65686	0	-3027371
Теплоэлектростанции	8.1	т у.т.	-4141	-294	-568014	0	0	-18133	0	-590582
Котельные	8.2	т у.т.	-45024	-27374	-2238549	-78289	0	-47553	0	-2436789
Электрокотельные и тепло- утилизационные установки	8.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	9	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	т у.т.	0	0	-5730	0	-5414	0	-97830	-108973
Потери при передаче	11	т у.т.	0	0	-20867	0	0	-143063	-213167	-377097
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у.т.	-53314	-1539933	-3342327	-22076	-636700	-973437	-2241189	-8808975
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	т у.т.	-183	-170273	-6	0	0	-87062	-49858	-307383
Промышленность	14	т у.т.	-32717	-73727	-84	-21940	-636700	-293241	-1092570	-2150980
Производство пищевых продуктов	14.1	т у.т.	-12464	-29074	0	0	0	0	-365047	-406585
Химическое производство	14.2	т у.т.	-32	-5954	-56	0	0	0	-498871	-504913
Металлургическое производство	14.3	т у.т.	-580	-1578	0	0	0	0	-20163	-22322
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у.т.	-19502	-8166	-16	0	0	0	-43324	-71008
Производство машин и оборудования	14.5	т у.т.	-31	-14747	0	0	0	-11289	-6463	-32529
Прочая промышленность	14.6	т у.т.	-108	-14208	-12	-21940	0	0	-158703	-194970

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электри- ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Строительство	15	т у.т.	-491	-43287	-21	0	0	-23240	-4698	-71737
Транспорт и связь	16	т у.т.	-5681	-266321	-501	0	0	-113311	-28944	-414758
Железнодорожный	16.1	т у.т.	-1865	-28748	0	0	0	-76833	-11325	-118772
Трубопроводный	16.2	т у.т.	0	-2283	0	0	0	-1689	-1730	-5702
Автомобильный	16.3	т у.т.	-4	-13280	-424	0	0	-68	-695	-14470
Прочий	16.4	т у.т.	-3812	-222009	0	0	0	-34721	-15194	-275736
Сфера услуг	17	т у.т.	-1654	-48600	-947	0	0	-161330	-14428	-226960
Население	18	т у.т.	-11224	-933942	-1622915	-97	0	-295252	-792997	-3656427
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у.т.	-1365	-3781	-1717852	-39	0	0	-257693	-1980730

Таблица 22 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2016 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство энергетических ресурсов	1	т у.т.	0	0	0	107123	5907612			6014735
Ввоз	2	т у.т.	86969	1614724	6857032	0	0	2923992	0	11482717
Вывоз	3	т у.т.	0	0	0	0	0	-4789428	0	-4789428
Изменение запасов	4	т у.т.	-10055	-26222	0	1853	0	0	0	-34425
Потребление первичной энергии	5	т у.т.	76913	1588502	6857032	108976	5907612	-1865435	0	12673599
Статистическое расхождение	6	т у.т.	-386	-24545	-194624	0	0	0	69208	-150348
Производство электрической энергии	7	т у.т.	0	-129	-333041	0	-5861012	-144587	0	-6338769
Производство тепловой энергии	8	т у.т.	-29522	-26993	-3158553	-108949	-46600	-257466	2819255	-808829
Теплоэлектростанции	8.1	т у.т.	0	-140	-573330	0	-46600	-47902	1238540	570570
Котельные	8.2	т у.т.	-29522	-26854	-2585224	-108949	0	-209564	1575823	-1384290
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	4892	4892
Преобразование топлива	9	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Переработка нефти	9.1	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Переработка газа	9.2	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Обогащение угля	9.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Собственные нужды	10	т у.т.	0	0	-4544	0	0	-460884	-66484	-531912
Потери при передаче	11	т у.т.	0	0	-21339	0	0	-394107	-198601	-614047
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у.т.	47777	1585924	3534179	26	0	2772818	2484962	10425687
Сельское хозяйство, рыболовство и рыболовство	13	т у.т.	171	169304	32	0	0	258320	68455	496281
Промышленность	14	т у.т.	30336	85420	814	0	0	838753	1280454	2235777
Производство пищевых продуктов	14.1	т у.т.	14887	41415	0	0	0	0	453976	510278
Химическое производство	14.2	т у.т.	0	2412	0	0	0	0	581133	583545
Металлургическое производство	14.3	т у.т.	561	1276	0	0	0	0	12947	14784
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у.т.	14747	7997	45	0	0	0	86885	109673

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство машин и оборудования	14.5	т у.т.	8	17029	0	0	0	35410	7421	59868
Прочая промышленность	14.6	т у.т.	133	15291	770	0	0	803343	128991	948527
Строительство	15	т у.т.	200	26762	12	0	0	68997	12354	108325
Транспорт и связь	16	т у.т.	3912	272271	1373	0	0	324380	30922	632858
Железнодорожный	16.1	т у.т.	1026	11223	0	0	0	218061	13011	243321
Трубопроводный	16.2	т у.т.	0	1584	0	0	0	3715	1234	6534
Автомобильный	16.3	т у.т.	25	20839	424	0	0	158	1016	22462
Прочий	16.4	т у.т.	2861	238626	856	0	0	102446	15661	360450
Сфера услуг	17	т у.т.	1040	57145	205	0	0	412510	13285	484185
Население	18	т у.т.	10101	972886	1693753	26	0	869859	674407	4221031
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у.т.	2017	2137	1837991	0	0	0	405086	2247230

Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2014–2016 годах представлено на рисунке 5.

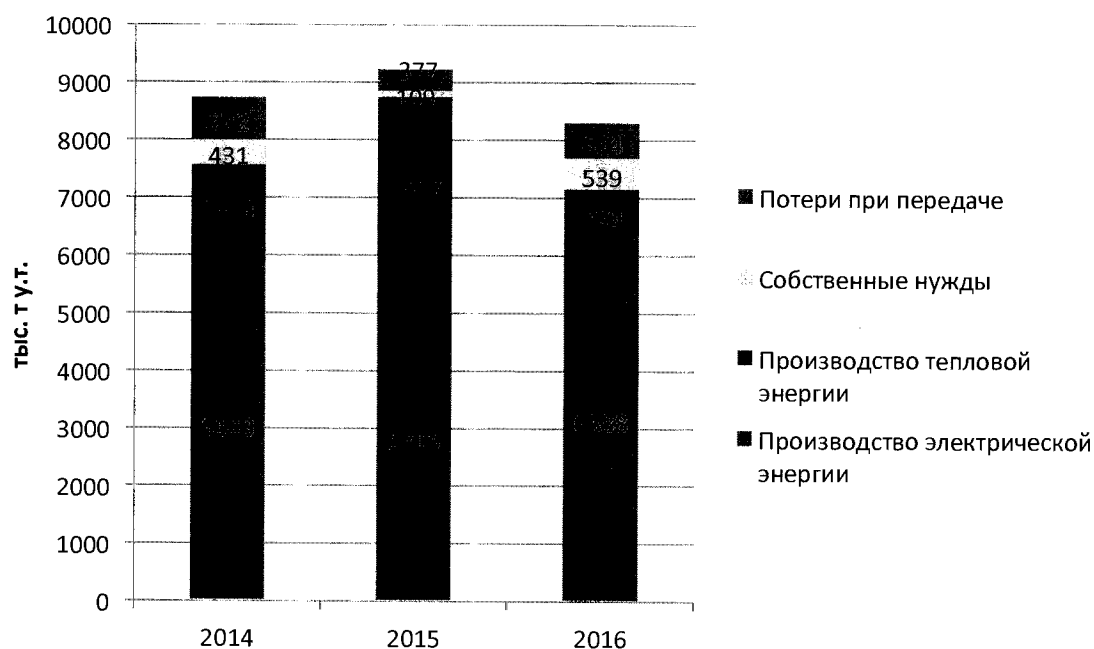


Рисунок 5 - Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2014–2016 годах, тыс. т у.т.

На рисунке 6 представлена структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2014–2016 годах с дифференциацией по видам деятельности.



Рисунок 6 - Структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2014–2016 годах по видам деятельности, тыс. т у.т.

6.8. 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 зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок за дни летнего и зимнего контрольного замера 2017 года выявлены следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, к ним относятся:

- 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

При анализе режимов работы Придонского энергоузла в отчетный период зимних максимальных нагрузок рассматривалось потребление Придонского энергоузла в объеме 220 МВт по данным за 16.02.2018 11-30.

При нормативном возмущении в случае одновременного отключения двух ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник (ЛЭП расположены в одном коридоре более чем на половине длины более короткой ЛЭП) в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок прогнозируется недопустимое снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская. При этом снижается уровень напряжения у следующих потребителей: АО «Минудобрения», АО «Павловск Неруд», потребителей восьми административных районов Воронежской области: Верхнемамонского, Петропавловского, Богучарского, Кантемировского, Россошанского, Павловского, Ольховатского, Подгоренского с населением 320 тыс. человек и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Зориновка-тяговая, 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 без выполнения схемно-режимных мероприятий в нормальной схеме необходимо применение ПА (АОСН) с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 59 МВт.

С целью снижения объема отключаемой нагрузки от ПА рекомендуется выполнить следующие схемно-режимные мероприятия в нормальной схеме:

- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1.

С учетом выполнения представленных схемно-режимных мероприятий потребуются ПА на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 30 МВт.

Аналогичная повышенная вероятность выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в части недопустимого снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская была выявлена в режиме зимних максимальных нагрузок при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Подготовка единичной ремонтной схемы ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1(2) с отпайкой на Цементник в части реализации представленных схемно-режимных мероприятий не устраняет выявленное снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская при рассматриваемом возмущении. Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется выполнить следующие схемно-режимные мероприятия в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на Цементник:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- 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;
- на ПС 220 кВ Бобров увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА и АТ-2 125 МВА;
- на ПС 330 кВ Лиски увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1-200 и АТ-2-200;
- на шинах ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 и АТ-3.

Выполнение представленных схемно-режимных мероприятий недостаточно для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Для устранения выявленного нарушения параметров электроэнергетического режима рекомендуется установка на ПС 220 кВ Придонская АОСН с действием на отключение тупиковой нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 15 МВт.

Повышенная вероятность выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в части недопустимого снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская, а также превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка была выявлена при следующих нормативных возмущениях в двойных ремонтных схемах в период летних максимальных нагрузок 2017 года:

- АО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник;

- АО ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется выполнить следующие схемно-режимные мероприятия в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымянновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров;
- на ПС 220 кВ Бобров увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА и АТ-2 125 МВА;
- на ПС 330 кВ Лиски увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1-200 и АТ-2-200;
- на шинах ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 и АТ-3.

Выполнение представленных схемно-режимных мероприятий недостаточно для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при рассматриваемых возмущениях. Следует учесть, что 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 устранения выявленного нарушения параметров электроэнергетического режима 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 60 МВт.

В качестве альтернативы установки АОСН на ПС 220 кВ Придонская для предотвращения снижения напряжения ниже допустимого значения на ПС 220 кВ Придонская в период зимних максимальных нагрузок 2017 года при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник и установки на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка для предотвращения снижения напряжения ниже допустимого значения на ПС 220 кВ Придонская и превышения токовой нагрузки выше АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка) при АО ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник рассматривалась установка БСК в сети 110 кВ ПАО «МРСК Центра» в объеме 30 МВар. Мероприятие по установке БСК в сети 110 кВ ПАО «МРСК Центра» решает проблему недопустимого снижения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская, но не устраняет токовую нагрузку свыше АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая. Следовательно, рекомендуется предложенные ранее АОСН на ПС 220 кВ Придонская и АОПО на ПС 330 кВ Лиски.

6.9. Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Воронежской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Схема теплоснабжения определяет направление развития теплоснабжения на срок до 15 лет, связывает социальную и хозяйственную деятельность поселений и городских округов, экологическую обстановку и экономическую обоснованность расширения и реконструкции действующих, строительства новых источников тепловой энергии, реконструкцию тепловых сетей в связке с мероприятиями по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Утвержденная схема теплоснабжения является обосновывающим документом для разработки проектной документации объектов теплоснабжения.

Для 37 городов России с численностью населения от 500 тыс. человек и более, в том числе г. Воронеж, разработанные схемы теплоснабжения должны проходить утверждение в федеральном органе исполнительной власти, а именно в Минэнерго России.

Для городских округов, городских и сельских поселений с численностью населения менее 500 тыс. человек разработанные схемы теплоснабжения должны проходить утверждение в органах местного самоуправления.

Анализ наличия утвержденных схем теплоснабжения городских округов, городских и сельских поселений Воронежской области показал, что из существующих 448 муниципальных образований утвержденную схему теплоснабжения имеют 448 муниципальных образования.

В настоящее время введена в действие «Актуализированная схема теплоснабжения городского округа город Воронеж на период до 2033 года», утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 124. В таблицах 23 и 24 представлены данные по объемам нового строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов.

Таблица 23 – Мероприятия программы «Актualизированная схема теплоснабжения городского округа город Воронеж на период до 2033 года» по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (мощности)

№ п/п	Наименование мероприятий	Количество и описание параметров объектов строительства						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов системы централизованного теплоснабжения в целях подключения потребителей								
1.1.	Строительство иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей							
1.1.1.	Строительства блочно-модульной котельной на перепективной площадке	10 шт., 8,15 Гкал/ч	2 шт., 7,357 Гкал/ч	1 шт., 1,438 Гкал/ч				
1.1.2.	Строительство индивидуальных потребительских подстанций (ИТП) на площадках потребителей	24 шт., 0,948 Гкал/ч	1 шт., 0,005 Гкал/ч		1 шт., 0,03 Гкал/ч			
1.2.	Увеличение мощности и производительности существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей							
1.2.1.	Реконструкция котельной	3 шт., 13,75 Гкал/ч	2 шт., 2,67 Гкал/ч			3 шт., 13,8 Гкал/ч	1 шт., 55 Гкал/ч	
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением (технологическим присоединением) новых потребителей								
2.1.	Строительство иных объектов, за исключением тепловых сетей							
2.1.1.	Строительство нового источника тепловой энергии взамен котельной		23 шт.					
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов системы централизованного теплоснабжения и (или) поставки энергии от разных источников								
3.1.	Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей							
3.1.1.	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение	13 шт.	5 шт.	3 шт.	1 шт.	1 шт.	36 шт.	
Группа 4. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения								
4.1.	Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей							
4.1.1.	Вывод из эксплуатации котельных		51 шт.					

Таблица 24 – Мероприятия программы «Актualизированная схема теплоснабжения городского округа город Воронеж на период до 2033 года» по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов

№ п/п	Наименование мероприятий	Количество и протяженность объектов строительства						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023- 2027	2028- 2032
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов системы централизованного теплоснабжения в целях подключения потребителей								
1.1.	Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей							
1.1.1.	Строительство теплотрассы	46 шт., 7,757 км	5 шт., 2,117 км	3 шт., 2,454 км	4 шт., 0,863 км		3 шт., 2,2 км	
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением (технологическим присоединением) новых потребителей								
2.1.	Строительство новых тепловых сетей							
2.1.1.	Строительство тепловой сети		27 шт. 3,08 км					
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов системы централизованного теплоснабжения и (или) поставки энергии от разных источников								
3.1.	Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей							
3.1.1.	Техническое перевооружение	57 шт. 2,79 п. км	30 шт. 2,64 п. км	58 шт. 2,65 п. км	32 шт.	80 шт.	19 шт.	1 шт.
3.2.	Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей							
3.2.1.	Приведение узлов учета тепловой энергии в соответствие с требованиями Правил, реконструкция и техническое перевооружение центральных тепловых пунктов (ЦТП)	9 шт.	4 шт.	4 шт.				

6.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и мощности за последние 5 лет

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций за последние 5 лет представлена в подразделе 6.3.

7. Проведение расчетов текущих значений ключевых параметров функционирования системы энергетики Воронежской области

7.1. Динамика основных показателей энерго - и электроэффективности за 5 лет

В таблице 25 приведены данные по динамике потребления энергетических ресурсов в Воронежской области за период 2013–2017 годов.

Таблица 25 - Динамика энергоемкости и электроемкости ВРП Воронежской области

Год	ВРП, (млрд руб)	Объем потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) (тыс. т у.т)	Энергоемкость ВРП (т у.т./млн руб)	Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб)
2013	611,72	8 727,7	14,27	10 336	0,0169
2014	717,66	8 819,4	12,29	10 540	0,0147
2015	823,13	9 146,7	11,11	10 470	0,0127
2016 ⁴	н/д	н/д	н/д	11 003	н/д
2017 ⁵	н/д	н/д	н/д	11 042	н/д

В таблице 26 приведены данные по динамике потребления электроэнергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике за период 2013–2017 годов.

Таблица 26 - Динамика потребления электроэнергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике в Воронежской области

Год	Численность населения (тыс. чел)	Занятая в экономике численность населения (тыс. чел)	Потребление электроэнергии (млн кВт·ч)	Потребленная в производстве электроэнергия (млн кВт·ч)	Потребление электроэнергии на душу населения (кВт·ч/чел)	Электро-вооружен-ность труда (кВт·ч/чел)
2013	2 329	1 057	10 336	4 011,6	4 437,9	3 795,3
2014	2 331,1	1 055,3	10 540	4 075,7	4 521,5	3 862,1
2015	2 333,5	1 051,7	10 470	4 173,0	4 486,8	3 967,8
2016	2 335,4	1 094,8	11 003	4 565,5	4 711,4	4 170,2
2017	2 335,4	1 136,0	11 042	н/д	4728,1	н/д

⁴ Данные за 2016 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

⁵ Данные за 2017 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

7.2. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2018, которые эксплуатируются и обслуживаются на территории Воронежской области филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, 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.

В энергосистеме Воронежской области на подстанциях филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС установлены 24 трансформатора с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 3397 МВА. На рисунке 7 представлена возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2018.

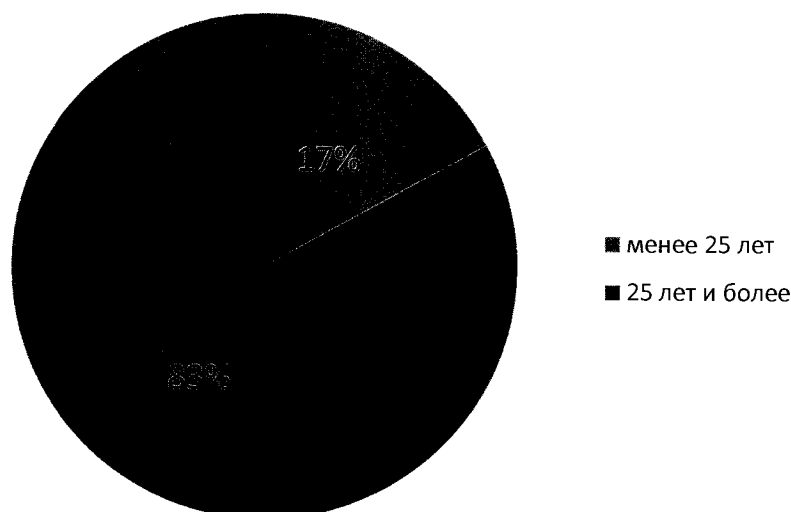


Рисунок 7 - Возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС на территории Воронежской области

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования с номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС энергосистемы Воронежской области показал, что 83 % трансформаторов с установленной мощностью 2817 МВА эксплуатируются сверх нормативного срока (25 лет). К 2023 году так же, как и в 2018 году, 20 из 24 существующих трансформаторов суммарной мощностью 2 817 МВА, установленных на ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, будут иметь сверхнормативный срок службы.

В таблице 1.2 приложения 1 приведен перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2018, 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 8 приведена возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго». Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что 76 % (149 единиц) трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», эксплуатируются более 25 лет. Их суммарная мощность составляет 2 526,7 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 Краснолипые, 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 2023 году доля трансформаторов, выработавших нормативный срок 25 лет, составит 79 %.

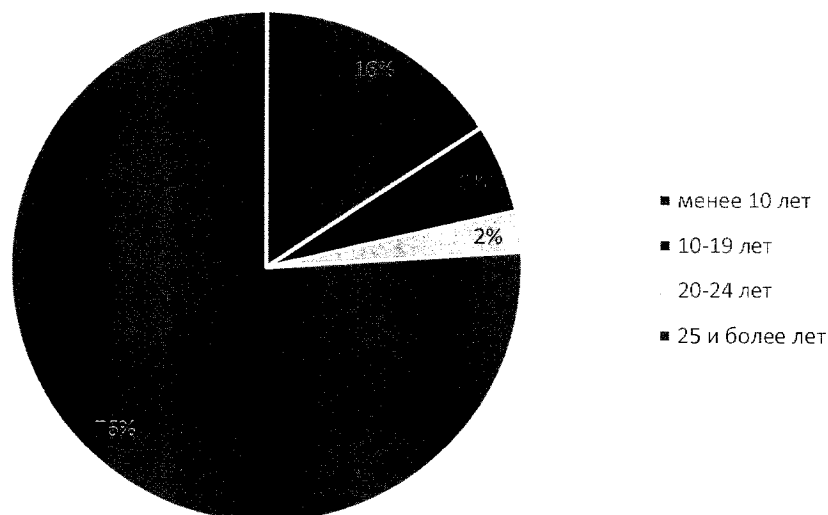


Рисунок 8 - Возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2018

В таблице 1.3 приложения 1 приведен перечень ЛЭП 220 кВ и выше по состоянию на 01.01.2018, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС. Возрастная структура ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС изображена на рисунке 9.

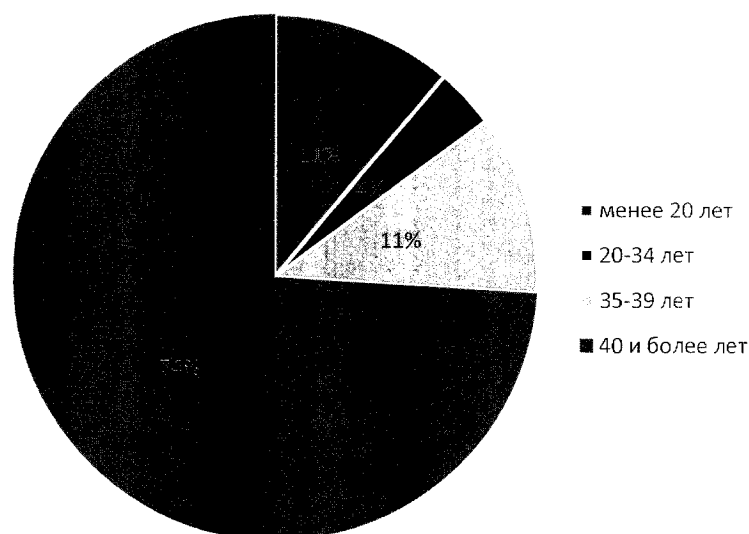


Рисунок 9 - Возрастная структура ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2018

Анализ возрастной структуры ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС показал, что срок эксплуатации около 74 % линий составляет более 40 лет. К 2023 году срок эксплуатации около 83 % существующих ЛЭП 220 кВ и выше Воронежской энергосистемы превысит 40 лет.

В таблице 1.4 приложения 1 приведен перечень ЛЭП 110 кВ по состоянию на 01.01.2018, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» изображена на рисунке 10.

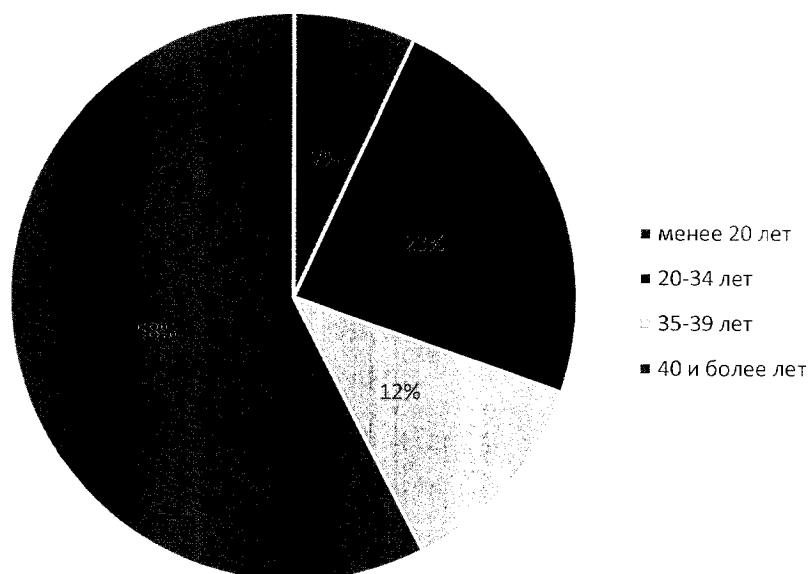


Рисунок 10 - Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2018

Анализ возрастной структуры ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» показал, что срок эксплуатации около 58 % линий составляет более 40 лет. К 2023 году срок эксплуатации около 70 % существующих ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» Воронежской энергосистемы превысит 40 лет.

В таблице 1.5 приложения 1 приведен перечень существующих потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2018.

В таблице 1.6 приложения 1 приведен перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2018.

В таблице 27 приведена информация о строящихся электросетевых объектах в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2018.

Таблица 27 - Перечень строящихся электросетевых объектов в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2018

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	92 км	2011	2018
	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км 125 МВА	2011	2018
	Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ Южная с заменой двенадцати выключателей 110 кВ	-	-	2018
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2 ячейки 110 кВ	2013	2018
	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1, 2	0,54 км 0,43 км	2013	2018
	Строительство ПС 110/10/6 кВ Спутник с установкой трансформаторов 2х40 МВА	2х40 МВА	2015	2019
	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*16 МВА	2х16 МВА	2013	2018
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	2018

7.3. 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 Липецкая – 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 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.

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 являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская;
- ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка.

На рисунке 11 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области.

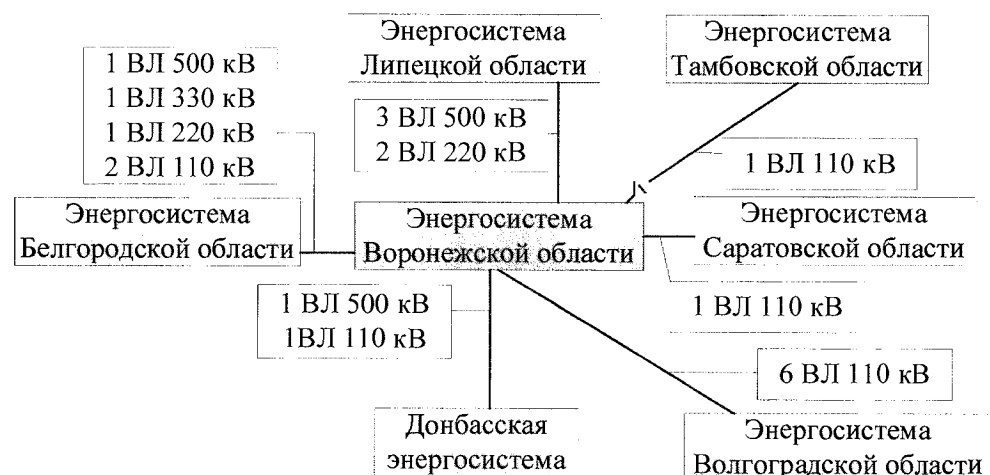


Рисунок 11 - Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области

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.

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

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

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 28 представлен прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации, разработанный в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на период 2018 – 2024 годов.

Таблица 28 - Прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2018–2023 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Электроэнергия	Прогнозируемый период					
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч), в том числе:	11 228,0	11 929,0	12 206,0	12 211,0	12 280,0	12 248,0
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
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» – Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	181	181	181	181	181	181

На рисунке 12 представлена отчетная динамика изменения электропотребления энергосистемы Воронежской области, а также прогноз электропотребления на 2018–2023 годы.

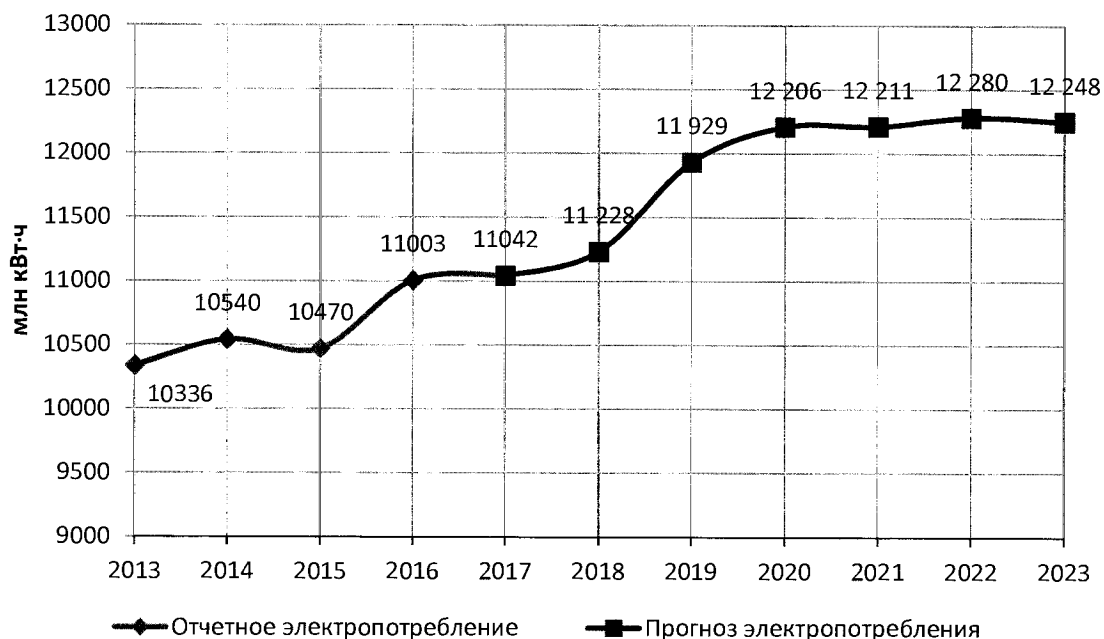


Рисунок 12 - Динамика изменения фактического электропотребления, а также прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области на 2018–2023 годы

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

В таблице 29 представлен базовый 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 период 2018 – 2024 годы.

Таблица 29 – Базовый прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2018–2023 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Мощность (МВт)	Предшествующий год	Прогнозируемый период				
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Базовый прогноз максимума электрической нагрузки, в том числе:	1 876,0	1 993,0	2 034,0	2 039,0	2 051,0	2 050,0
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
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» - Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	32	32	32	32	32	32

На основании исходных данных от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» и муниципальных районов и городских округов был разработан региональный прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области. В таблице 30 представлен региональный прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области на 2018 – 2023 годы.

Таблица 30 – Региональный прогноз максимального потребления энергосистемы Воронежской области на 2018 – 2023 годы

Мощность (МВт)	Предшествующий год	Прогнозируемый период				
	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Региональный прогноз максимума электрической нагрузки	1 884,0	2 067,0	2 183,0	2 297,0	2 397,0	2 461,0

На рисунке 13 представлена отчетная динамика изменения максимумов нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2013–2017 годы, а также базовый и региональный прогнозы изменения максимумов нагрузки на 2018 – 2023 годы.

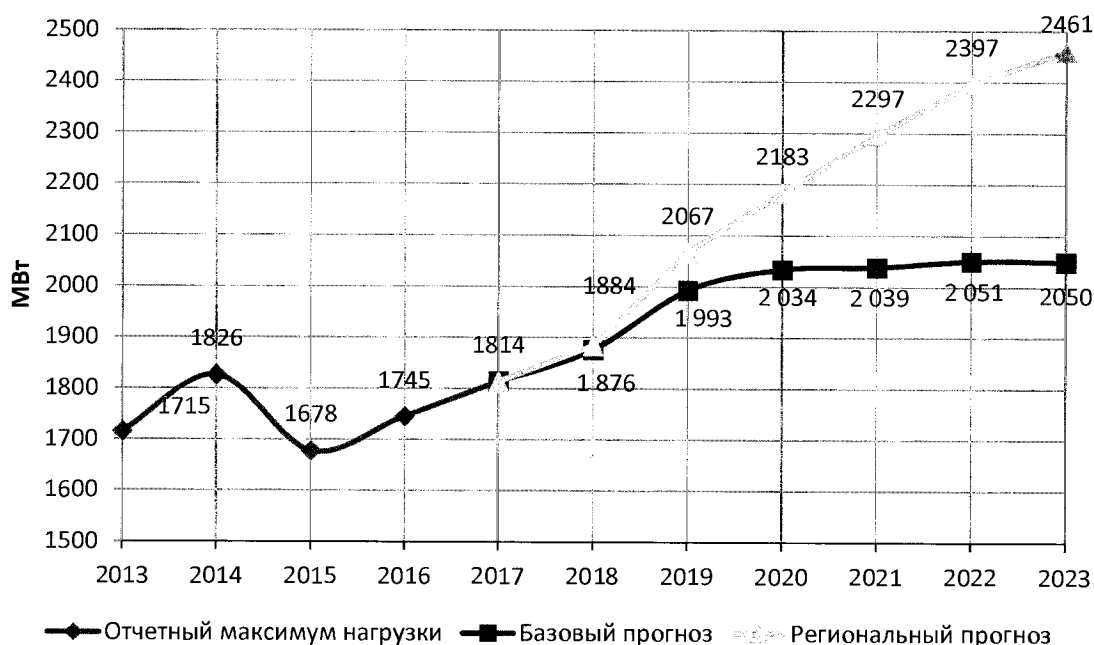


Рисунок 13 - Динамика изменения фактического максимума нагрузки, а также базовый и региональный прогнозы максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2018–2023 годы

8.3. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2018–2023 годов представлен в таблице 31.

Таблица 31 - Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2018–2023 годов, тыс. Гкал

Потребитель	Предшествующий год	Прогнозируемый период				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПАО «ВАСО»	55,8	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
АО «Воронежсинтезкаучук»	1180,0	1100,0	1158,1	1173,1	1167,1	1179,1
Воронежский тепловозоремонтный завод – филиал АО «Желдорреммаш»	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0
ЗАО «Воронежский шинный завод»	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
ООО «СовТехДом» (ранее ООО «ПК КПД-2»)	24,5	24,5	24,5	27,0	27,0	27,0
ОАО «Павловск Неруд»	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

Прогноз потребления тепловой энергии основными группами потребителей городского округа города Воронеж согласно утвержденной схеме теплоснабжения представлен в таблице 32.

Таблица 32 - Прогноз потребления тепловой энергии на период до 2029 года, тыс. Гкал

Категория потребления	Период, годы			
	2017	2018	2023	2029
Жилищный фонд	4449,9	4559,2	5326,9	6242,0
в том числе:				
многоквартирный	3512,9	3602,6	4216,1	4939,6
индивидуальный	937,0	956,6	1110,9	1302,4
Промышленность	2317,0	2317,0	2317,0	2317,0
Всего	6766,8	6876,2	7643,9	8558,9

8.4. Выявление доли суммарного потребления тепловой энергии Воронежской области, которая может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии

Наиболее крупные потребители тепловой энергии на территории Воронежской энергосистемы расположены в черте г. Воронежа. Согласно градостроительному плану можно выделить шесть перспективных зон по потреблению тепловой и электрической энергии. На карте-схеме, представленной на рисунке 14, данные зоны обозначены римскими цифрами I-VI. Из них можно особо выделить зоны II и III. В условиях преимущественно жилой застройки эти зоны характеризуются быстрыми темпами роста тепловой и электрической нагрузки, при этом пропускная способность электрических сетей в этих районах недостаточна для покрытия складывающегося дефицита мощности. Рекомендуется при проектировании схем теплоснабжения новых жилых районов в данных зонах предусматривать строительство когенерирующих установок.

Карта-схема магистральных тепловых сетей г.Воронежа

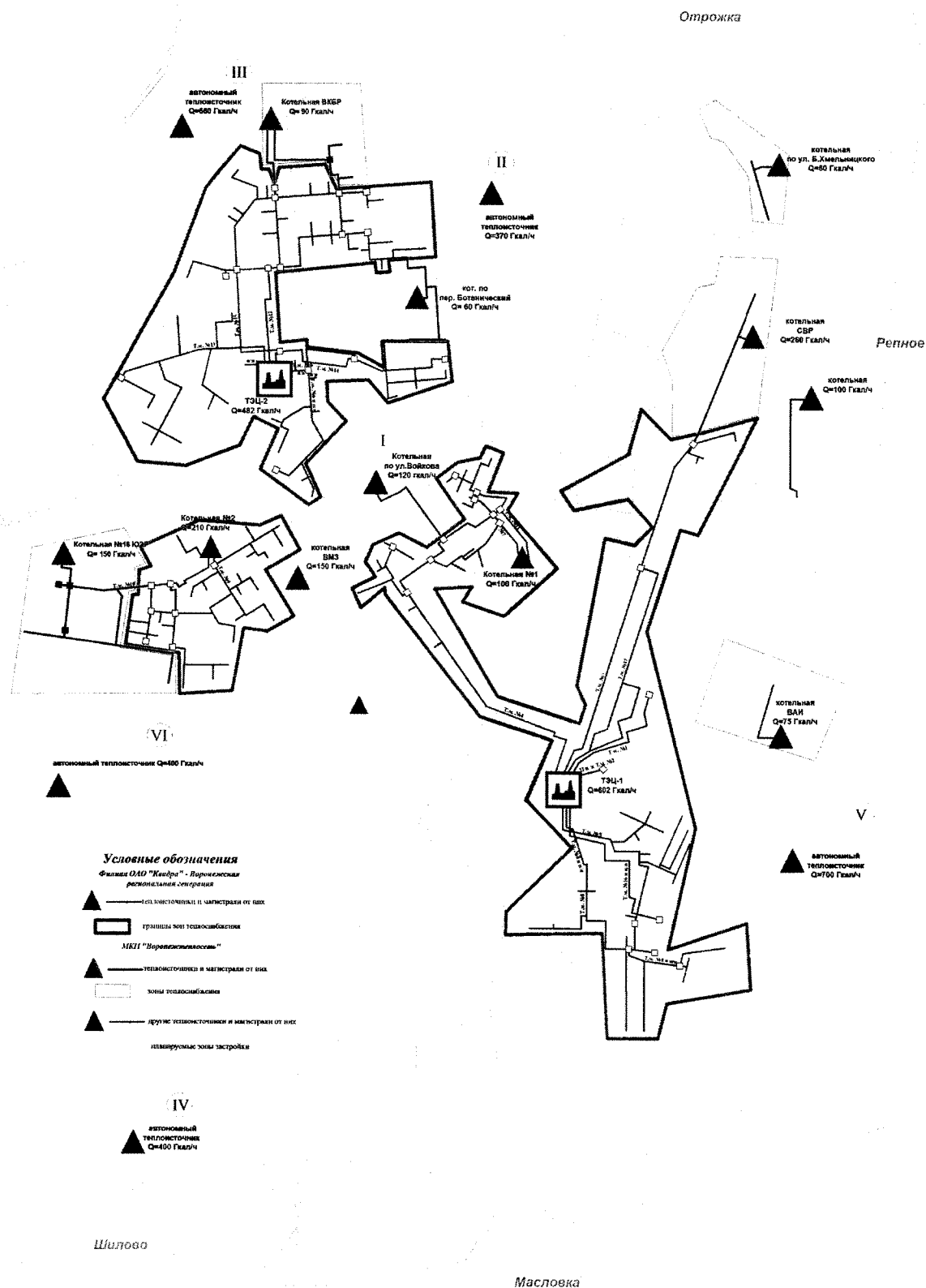


Рисунок 14 - Карта-схема магистральных тепловых сетей г. Воронежа

8.5. 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 2018–2024 годы и представлены в таблицах 33 и 34.

Таблица 33 - Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области на 2018–2023 годы, млн кВт·ч

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребность (потребление электрической энергии)	11 228,0	11 929,0	12 206,0	12 211,0	12 280,0	12 248,0
Покрытие (производство электрической энергии)	19 689,0	25 445,0	28 761,0	28 783,0	28 827,0	28 850,0
в том числе:						
АЭС	17 320,0	23 210,0	26 549,0	26 549,0	26 549,0	26 549,0
ТЭС	2 369,0	2 235,0	2 212,0	2 234,0	2 279,0	2 301,0
Сальдо перетоков электрической энергии («+»дефицит, «-»профицит)	-8 461,0	-13 516,0	-16 555,0	-16 572,0	-16 547,0	-16 602,0

Таблица 34 - Прогнозный баланс мощности энергосистемы Воронежской области на 2018–2023 годы, МВт

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребность (собственный максимум)	1 876,0	1 993,0	2 034,0	2 039,0	2 051,0	2 050,0
Покрытие (установленная мощность)	4 250,7	4 250,7	4 190,7	4 190,7	4 190,7	4 190,7
в том числе:						
АЭС	3 792,7	3 792,7	3 792,7	3 792,7	3 792,7	3 792,7
ТЭС	458,0	458,0	398,0	398,0	398,0	398,0
Сальдо перетоков электрической мощности («+» дефицит, «-»профицит)	-2 374,7	-2 257,7	-2 156,7	-2 151,7	-2 139,7	-2 140,7

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на период 2019–2023 годов складывается со значительным профицитом в связи с вводом энергоблоков № 6 и № 7 на Нововоронежской АЭС в 2016 и 2018 годах соответственно.

8.6. 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 единичных и двойных ремонтных схемах. Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 277.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились для периодов зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок на период 2019–2023 годов. Расчетные периоды приняты согласно п. 5.32.4 методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

При выполнении расчетов электрических режимов Воронежской энергосистемы температура воздуха принята с учетом положений правил устройства электроустановок (ПУЭ), а также строительных норм и правил «Строительная климатология» СП 131.13330.2012. Согласно СП 131.13330.2012 максимальная среднемесячная температура воздуха Воронежской области в зимний период равна минус 6,2°C, а средняя максимальная температура наиболее теплого месяца равна плюс 25,9°C. Согласно п. 2.5.51 ПУЭ температура воздуха для зимних периодов принята равной минус 5°C, а для летних периодов – плюс 25 °C.

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 на период 2018–2024 годов;
- мероприятия актуальной Инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» (в части объектов на этапе строительства);
- для расчетных моделей по базовому прогнозу развития – мероприятия в рамках заключенных договоров на технологическое присоединение новых энергопринимающих устройств, по данным филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;
- для расчетных моделей по региональному прогнозу развития – сведения по заявкам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям и предложения сетевых организаций, а также разработанные мероприятия для

подключения нагрузки инвестиционных проектов от администраций муниципальных районов.

Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов, введенных в 2016–2017 годах, и перспективных объектов в соответствии с базовым и региональным прогнозам представлен в таблицах 35, 36 и 37 соответственно.

Таблица 35 - Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов, введенных и реконструируемых в 2016–2017 годах

№	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км) ПС (МВА)	Примечание
1	Строительство ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая со строительством КВЛ 110 кВ Придонская – Сергеевка-тяговая № 1,2	2017	2х40 МВА, 1х97 км, 1х102,6 км	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая) от 07.07.2016 с изменениями от 23.11.2016, от 02.08.2017. ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая) от 23.09.2016 с изменениями от 23.11.2016
2	Техпереворужение ПС 35 кВ № 13 ВПИ с заменой трансформаторов 2х6,3 на 2х16 МВА с переводом на класс напряжения 110 кВ (ПС 110 кВ Студенческая)	2016	2х16 МВА	-
3	Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная и строительство двухцепной ВЛ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Латная для электроснабжения новой ПС 110 кВ Курская.	2017	2 ячейки 110 кВ, 2х7,8 км	Присоединение новых потребителей. ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ОАО «Воронежэнерго» от 02.10.2014 с изменениями от 25.01.2016. А также с учетом изменений от 24.12.2015 в ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Центра» (ПС 110 кВ Курская) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
4	Строительство ПС 110 кВ Северная со строительством заходов от ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Колодезная - тяговая № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Колодезная - тяговая №2 с отпайками на ПС 110 кВ Северная	2016	2х16 МВА	-
5	Замена силовых трансформаторов 2х2,5 МВА на 2х63 МВА на ПС 110 кВ №2	2016	2х63 МВА	ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Центра» (ПС 110 кВ № 2) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.07.2013 с изменениями от 12.08.2016
6	На ПС 110 кВ Рамонь-2 и ПС 110 кВ Анна-2 произошла «рокировка» трансформаторов: трансформатор Т-2 мощностью 16 МВА с ПС 110 кВ Рамонь-2 установили на ПС 110 кВ Анна-2, а трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА с ПС 110 кВ Анна-2 установили на ПС 110 кВ Рамонь-2	2016	-	-
7	Установка Т-1 на ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	2016	10 МВА	ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ОАО «МРСК Центра» (ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2) к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.05.2014

№	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км) ПС (МВА)	Примечание
8	Произведена замена выключателей В ВЛ-110-27, В ВЛ-110-28, В ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32, ШОВ-110 на ПС 110 кВ №9 СХИ с отключающей способностью 40 кА	2016	-	СВМ ПГУ Воронежской ТЭЦ-1
9	Замена АТ-2 ПС 220 кВ Латная	2017	200 МВА	Моральный и технический износ оборудования
10	Замена Т-1 ПС 110 №31 Воля	2017	25 МВА	-

Таблица 36 - Перечень учтенных в качестве исходных данных мероприятий по базовому прогнозу развития на перспективу 2019–2023 годов

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый год реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2018	СВМ энергоблока № 7 НВАЭС. Проект СипР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018		ПАО «ФСК ЕЭС»
3	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	2018	СВМ энергоблока № 7 НВАЭС	ПАО «МРСК Центра»
4	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с увеличением трансформаторной мощности в части установки АТ 220/110 на 30 МВт до 590 МВА и установкой БСК мощностью 109 Мвар	2х250 МВА 2х54,5 Мвар	2022	Проект СипР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	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	-	2018	СВМ ПГУ Воронежской ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»
6	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2019	Договор ТП между ПАО «МРСК Центра» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «МРСК Центра»
7	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*	Договор ТП между Департамент строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС» (Срок действия ТУ – 2018 год)	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
8	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	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ	2019	Договор ТП между ООО «Каскадэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
9	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина (Ячейка 110 кВ на ПС 220 кВ Латная установлена в 2016 году)	1х25 МВА, 5,1 км	2018	Договор ТП между ООО «Родина» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Плани- руемый год реализации	Обоснование	Субъект
10	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	2019	Договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»

* С учетом срока реализации объекта.

Таблица 37 – Перечень учтенных в качестве исходных данных мероприятий, обусловленных заявками на ТП и присоединяемой нагрузки в рамках инвестиционных проектов по данным администраций муниципальных районов

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый год реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство ПС 110 кВ ВОГРЭС (установка трансформаторов 2х63 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110-5 и ВЛ 110-6	2х63 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 59,17 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 27,760 МВт; – Желдорэнерго - ф-л ООО «Энергопромобит», 3,9 МВт; – ООО «ГЭК», 1,1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
2	Строительство ПС 220 кВ Воронежсинтезкаучук (установка трансформаторов 2х80 МВА) и строительство заходов ВЛ 220 кВ Южная - Воронежсинтезкаучук	2х80 МВА	2021	Заявка в ПАО «ФСК ЕЭС» от АО «Воронежсинтезкаучук», 60 МВт	АО «Воронежсинтезкаучук», ПАО «ФСК ЕЭС»
3	Строительство ПС 110 кВ РВК (установка трансформаторов 2х6,3 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ ДСК-Калининская № 1, № 2 (ВЛ-110-21,22)	2х6,3 МВА	2021	Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «РВК Воронеж», 5 МВт	ООО «РВК Воронеж», ПАО «МРСК Центра»
4	Строительство ПС 110 кВ Спутник-2 (установка трансформаторов 2х63 МВА) и строительство ВЛ 110 кВ Спутник-Спутник-2 № 1 и № 2 (2х1 км)	2х63 МВА 2х1 км	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 61,36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 28,63 МВт; – ООО «ГЭК», 1,8 МВт; – ООО «Автопактордеталь», 0,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
5	Строительство ПС 110 кВ Балтимор (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Южная-ДСК (ВЛ 110-9)	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15,044 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от Управления заказчика КС Министерства обороны РФ, 15,044 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Плани- руемый год реализации	Обоснование	Субъект
6	Строительство ПС 110 кВ Витстрой (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Латная-Курская 1,2	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – ООО «Витстрой», 15 МВт; – ООО «Сетевая компания Подгорное-2», 18 МВт; – ИП Чурилов Валерий Викторович, 0,52 МВт; – ООО «Донская энергосетевая компания» РТП - 13-2 5,5 МВт, РТП - 7 5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
7	Строительство ПС 110 кВ Отрадное (установка трансформаторов 2х40 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х40 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «Воронежбылстрой» на 36 МВт	ПАО «МРСК Центра»
8	Строительство ПС 110 кВ Отрадное-2 (установка трансформаторов 2х25 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х25 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 16,63 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 85 шт., 24,417 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой», 1 МВт; – ООО «Газпром ТеплоЭнерго», 0,5 МВт; – ООО «Аквилон», 0,7 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой МКЖД», 1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
9	Строительство ПС 110 кВ ИП М4-Дон (установка трансформаторов 2х40 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Колодезная 1, 2	2х40 МВА	2021	Заявка ООО «Индустриальный Парк М4-Дон» в ПАО «МРСК Центра» на 27 МВт	ООО «Индустриальный Парк М4-Дон», ПАО «МРСК Центра»
10	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаяк от ВЛ 35,36	2х16 МВА	2019	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Новоусманского муниципального района, 26,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Плани- руемый год реализации	Обоснование	Субъект
11	Строительство ПС 110 кВ Ямное. Строительство отпайки (5 км) от КЛ 110 кВ Подгорное-Студенческая № 1	2х16 МВА, 5 км	2020	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Раменского муниципального района, 28 МВт	ПАО «МРСК Центра»

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».

8.6.1. Расчет перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше в соответствии с базовым прогнозом развития

Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной (двойной) ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2019 – 2023 годов представлены в таблице 38.

8.6.2. Расчет перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше в соответствии с региональным прогнозом

Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной (двойной) ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2019 – 2023 годов представлены в таблице 39.

Таблица 38 – Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной (двойной) ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2019 – 2023 годов (токовая нагрузка в % от $I_{дтн}$)

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2	2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 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 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отп. на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	112	126	115	129	115	129	104	115	121	
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отп. на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	111	<100	113	<100	113	<100	<100	107	119
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) (уч. отп. на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)	<100	111	<100	113	<100	113	<100	<100	107	119
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) (уч. отп. на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	<100	111	<100	113	<100	113	<100	<100	107	119
ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Кировская-Новоусманская)	ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35)	125	115	127	117	128	117	116	105	121	
ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Радуга-Воля)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	125	115	127	117	128	117	115	104	121	

Таблица 39 – Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной (двойной) ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2019 – 2023 годы для регионального прогноза развития (токовая нагрузка в % от $I_{дтн}$)

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент № 1	Отключаемый элемент № 2	2019		2020		2021		2022		2023	
			Зима макс	Лето макс	Зима макс	Лето макс	Зима макс	Лето макс	Зима макс	Лето макс	Зима макс	Лето макс
ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Кировская-Новоусманская)	ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35)	---	111	<100	<100	<100	139	103	<100	105	<100	108
ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Новоусманская-Радуга, Радуга-Воля)	ВЛ 110 кВ Анна-Прогресс (ВЛ-110-18)	ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35)	136	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	ВЛ 110 кВ Анна-Прогресс (ВЛ-110-18)	ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35)	<100	<100	<100	111	105	120	109	123	112	125
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	<100	124	<100	129	<100	124	<100	109	<100	124
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отп. на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	110	<100	113	126	109	<100	105	<100	111
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	<100	111	<100	129	<100	123	<100	108	<100	123
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отп. на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	110	<100	113	126	109	<100	105	<100	111
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)	<100	127	<100	125	110	126	<100	118	<100	119
ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Кировская-Новоусманская)	ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	<100	127	<100	124	110	126	<100	118	<100	118
ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Радуга-Воля)	ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	---	<100	<100	<100	<100	118	<100	<100	121	<100	<100
	ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	---	<100	<100	<100	<100	<100	103	<100	107	<100	<100

8.7. 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

8.7.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше в соответствии с базовым прогнозом развития

На основании анализа расчетов электрических режимов зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на период 2019 – 2023 годов 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 аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка;
- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ-110-35,36, ВЛ-35-36, ВЛ-35-89;
- превышение длительно допустимой токовой нагрузки Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2, Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное;
- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками;
- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25,26 с отпайками (ВЛ-110-25,26).

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

Снижение напряжения в Придонском энергоузле

При нормативном возмущении в случае одновременного отключения двух ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник (ЛЭП расположены в одном коридоре более чем на половине длины более короткой ЛЭП) в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов прогнозируется недопустимое снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская 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: Верхнемамонского, Петропавловского, Богучарского, Кантемировского, Россошанского, Павловского, Ольховатского, Подгоренского

с населением 320 тыс. человек и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Зориновка-тяговая, 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 без выполнения схемно-режимных мероприятий в нормальной схеме необходимо применение ПА (АОСН) с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 61 МВт.

С целью снижения объема отключаемой нагрузки от ПА рекомендуется выполнить следующее схемно-режимное мероприятие в нормальной схеме:

- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1.

С учетом выполнения представленных схемно-режимных мероприятий потребуется ПА на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 32 МВт.

Аналогичная повышенная вероятность выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в части недопустимого снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская была выявлена в режиме зимних максимальных нагрузок в 2019 – 2023 годы при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Подготовка единичной ремонтной схемы ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в части реализации представленных выше схемно-режимных мероприятий не устраняет выявленное снижение напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется выполнить следующие схемно-режимные мероприятия в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- 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;
- на ПС 220 кВ Бобров увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА и АТ-2 125 МВА;
- на ПС 330 кВ Лиски увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1-200 и АТ-2-200;
- на шинах ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 и АТ-3.

Выполнение представленных схемно-режимных мероприятий недостаточно для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Для устранения выявленного нарушения параметров электроэнергетического режима рекомендуется установка на ПС 220 кВ

Придонская АОСН с действием на отключение тупиковой нагрузки на ПС 220 кВ Придонская в объеме 22 МВт.

Повышенная вероятность выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в части недопустимого снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская, а также превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка было выявлено при следующих нормативных возмущениях в двойных ремонтных схемах в период летних максимальных нагрузок 2019 – 2023 годов:

- АО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник (нарушение статической устойчивости);
- АО ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник (нарушение статической устойчивости).

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений рекомендуется выполнить следующие схемно-режимные мероприятия в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- 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;
- на ПС 220 кВ Бобров увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА и АТ-2 125 МВА;
- на ПС 330 кВ Лиски увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1-200 и АТ-2-200;
- на шинах ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 и АТ-3.

Выполнение представленных схемно-режимных мероприятий недостаточно для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений при рассматриваемых возмущениях в части выявленного снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения (93 кВ) на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская и недопустимой токовой перегрузки ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (135% от $I_{\text{длtn}}$) (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) при АО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка). Следует учесть, что 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 устранения выявленного нарушения параметров электроэнергетического режима 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 60 МВт.

В качестве альтернативы установки АОСН на ПС 220 кВ Придонская для предотвращения снижения напряжения ниже допустимого значения на ПС 220 кВ Придонская в период зимних максимальных нагрузок 2017 года при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник и установки на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая и ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка для предотвращения снижения напряжения ниже допустимого значения на ПС 220 кВ Придонская и превышения токовой нагрузки выше АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка) при АО ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник рассматривалась установка БСК в сети 110 кВ ПАО «МРСК Центра» в объеме 30 МВар. Мероприятие по установке БСК в сети 110 кВ ПАО «МРСК Центра» решает проблему недопустимого снижения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская, но не устраняет токовую нагрузку свыше АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая. Следовательно, рекомендуется предложенные ранее АОСН на ПС 220 кВ Придонская и АОПО на ПС 330 кВ Лиски.

Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых режимов в Рамонском, Новоусманском и Верхнехавском районах

В таблице 40 представлена информация о загрузке центров питания 35, 110 кВ, на которых прогнозируются недопустимые перегрузки при аварийном отключении наиболее мощного трансформатора. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний и летний периоды 2016 и 2017 годов, а также данных о приростах мощности в рамках заключенных договоров на период 2018 – 2023 годов.

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Рамонь-2, ПС 35 кВ Новоживотинное в зимний и летний период в таблице 40 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП при АО параллельно работающего трансформатора прогнозируется токовая перегрузка оставшегося в работе трансформатора на перспективу 2018 – 2023 годов:

- в зимний период 2018 – 2023 годов токовая нагрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2 при аварийном отключении Т-2(1) составит 116 % от $I_{ном}$;
- в зимний период 2018 – 2023 годов токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Новоживотинное при аварийном отключении Т-2(1) составит 142 % от $I_{ном}$.

Также прогнозируется токовая перегрузка ВЛ-35-36, ВЛ-35-89 (по данным собственника оборудования длительно допустимая токовая нагрузка представлена в таблице 41) и ВЛ-110-36 в следующие периоды:

- в период зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме 2018 – 2023 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ

Алена и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 19,22 МВА и, следовательно, загрузка ВЛ-35-36 при напряжении 35 кВ составит 317 А, что превышает ДДТН 300 А при $t=-5^{\circ}\text{C}$. Ограничивающим элементов ВЛ-35-36 является ТТ со стороны ПС 110 кВ Рамонь-2;

- в период летних максимальных нагрузок в нормальной схеме 2018 – 2023 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ Алена и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 17,04 МВА и, следовательно, загрузка ВЛ-35-36 при напряжении 35 кВ составит 281 А, что превышает ДДТН 265 А при $t=+25^{\circ}\text{C}$. Ограничивающим элементов ВЛ-35-36 является провод АС-70;
- в период зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме 2018 – 2023 годов суммарная мощность ПС 35 кВ Алена и ПС 35 кВ Новоживотинное составит 14,62 МВА и, следовательно, загрузка ВЛ-35-89 при напряжении 35 кВ составит 241 А, что превышает ДДТН 200 А при $t=-5^{\circ}\text{C}$. Ограничивающим элементов ВЛ-35-89 является ВЧЗ со стороны ПС 35 кВ Березовка;
- в период зимних максимальных нагрузок 2019 года при АО ВЛ-110-35 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс выявлена недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-36 (ограничение по ВЧЗ 600 А) и составила 111 % от $I_{\text{длтн}}$ (670 А).

С учетом действующих заявок на ТП и инвестиционных проектов, представленных от администраций Новоусманского, Рамонского и Верхнехавского муниципальных районов, также выявлена недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-35,36 (подробно представлено в последующем подразделе 8.7.2):

- недопустимая токовая нагрузка провода АС-240 ВЛ-110-36 на участках Кировская-Новоусманская и Новоусманская-Радуга суммарной длиной 10,8 км. Недопустимая токовая нагрузка провода АС-185 ВЛ-110-36 на участке Радуга-Воля длиной 2 км;
- недопустимая токовая нагрузка ВЧЗ 600 А и ТТ 750 А ВЛ-110-36 со стороны ПС 220 кВ Кировская;
- недопустимая токовая нагрузка провода АС-95 ВЛ-110-35 на участке Радуга-Воля длиной 2 км;
- недопустимая токовая нагрузка ВЧЗ 600 А ВЛ-110-35 со стороны ПС 220 кВ Кировская.

Таблица 40 - Загрузка ЦП 35, 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров ТП для базового прогноза развития

ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ (МВА)		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т (МВА)	Максимум нагрузки в день контрольного замера	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП (МВА)					Перспективная нагрузка ПС (МВА)					
	T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
По данным зимнего контрольного замера 21.12.2016																		
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,66	60	28,91	25,56	6,2						29,16	29,16	29,16	29,16	29,16
ПС 35 кВ Новожиловтинное	6,3	6,3	-	0	0	6,615	7,4	2,67						8,95	8,95	8,95	8,95	8,95
ПС 35 кВ Алена	6,3	-	-	2	120	8,615	5,44	0,4						5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
ПС 35 кВ Березовка	4	4	-	0	0	4,2	4,09	0,88						4,60	4,60	4,60	4,60	4,60
По данным летнего контрольного замера 21.06.2017																		
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,66	60	28,91	19,96	6,2						23,56	23,56	23,56	23,56	23,56
ПС 35 кВ Новожиловтинное	6,3	6,3	-	0	0	6,615	6,33	2,67						7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
ПС 35 кВ Алена	6,3	-	-	2	120	8,615	5,22	0,4						5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
ПС 35 кВ Березовка	4	4	-	0	0	4,2	3,2	0,88						3,71	3,71	3,71	3,71	3,71

Следует учесть, что в рассматриваемых режимах невозможно изменить конфигурацию сети 35 кВ для исключения перегрузки оборудования после АО.

Таблица 41 – Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ-35-36 и ВЛ-35-89

Наименование ВЛ	Наименование ПС	Марка провода	Длительно-допустимый ток по проводу при расчётной t провода +70 °С, А		Номинальный ток по оборудованию, А				Ограничивающий элемент
			температура окружающего воздуха, °С		В	Р	ТТ	ВЧЗ	
			-5 и ниже	+25					
ВЛ 35 кВ № 36	ПС 110 кВ Рамонь-2	АС – 70	342	265	630	630	300	630	ТТ
	ПС 35 кВ Берёзовка	АС – 70	342	265	-	-	-	400	
ВЛ 35 кВ № 89	ПС 35 кВ Новоживотинное	АС – 95	426	330	-	1000	-	400	ВЧЗ
	ПС 35 кВ Алёна	АС – 95	426	330	-	1000	-	630	
	ПС 35 кВ Берёзовка	АС – 95	426	330	630	600	300	200	ТТ, ВЧЗ

На основании представленных расчетов требуются следующие реконструкции объектов 35, 110 кВ в Рамонском и Новоусманском муниципальных районах:

- 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 ВЛ-35-36 с заменой провода АС-70 на АС-95 и заменой ТТ 300 А со стороны ПС 110 кВ Рамонь-2 на ТТ с номинальным током 630 А;
- реконструкция ВЛ-35-89 с заменой ВЧЗ 200 А со стороны ПС 35 кВ Берёзовка на ВЧЗ с номинальным током 630 А;
- реконструкция ВЛ-110-36 с заменой ВЧЗ 600 А и ТТ 750 А со стороны ПС 220 кВ Кировская и заменой провода АС-240 ВЛ-110-36 на участках Кировская-Новоусманская и Новоусманская-Радуга суммарной длиной 10,8 км и заменой провода АС-185 ВЛ-110-36 на участке Радуга-Воля длиной 2 км;
- реконструкция ВЛ-110-35 с заменой ВЧЗ 600 А ВЛ-110-35 со стороны ПС 220 кВ Кировская и заменой провода АС-95 ВЛ-110-35 на участке Радуга-Воля длиной 2 км.

В качестве альтернативы представленным реконструкциям существующей сети рекомендуется строительство нового центра питания ПС 110/35/10 кВ Задонская со строительством отпайек от ВЛ-110-47, 48 и изменением топологии сети 35 кВ в соответствии с принципиальной схемой, представленной на рисунке 15, а также разукрупнение ВЛ-110-35, 36, что позволит обеспечить

возможность технологического присоединения потребителей в данном районе с учетом действующих заявок на ТП и инвестиционных проектов, представленных от администраций Новоусманского, Рамонского и Верхнехавского муниципальных районов.

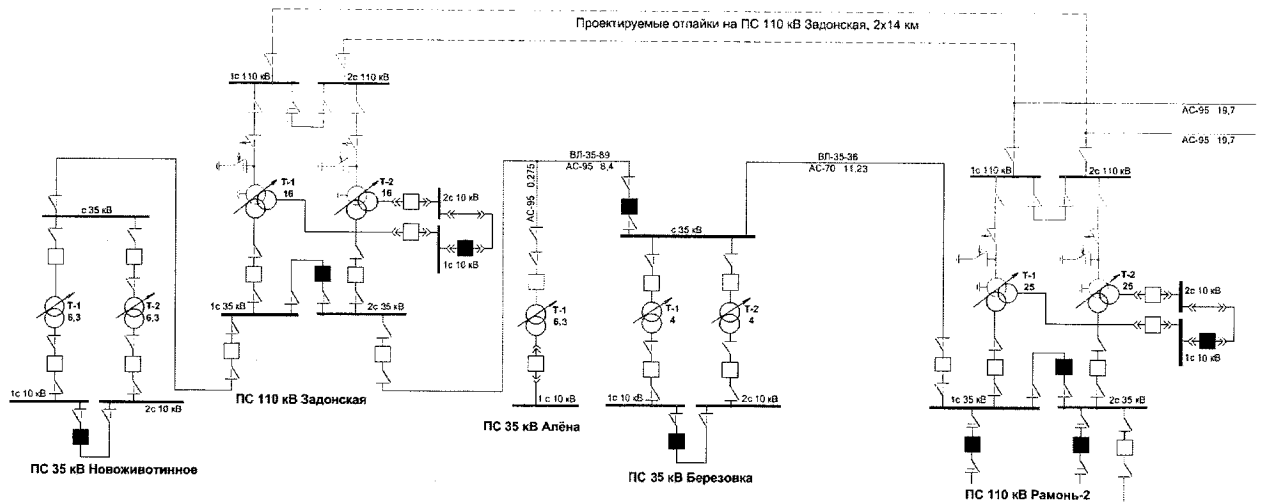


Рисунок 15 – Принципиальная схема присоединения новой ПС 110/35/10 кВ Задонская

Строительство ПС 110 кВ Задонская со строительством отпайек от ВЛ-110-47,48 с изменением топологии сети 35 кВ в соответствии с принципиальной схемой, представленной на рисунке 15, позволит осуществить технологическое присоединение перспективной нагрузки в объеме 28,4 МВт согласно данным администрации Рамонского муниципального района, по которой планируется подача заявок на ТП к ПС 110 кВ Рамонь-2, ПС 35 кВ Новожиловское, ПС 35 кВ Алёна и ПС 35 кВ Березовка в период 2019-2023 годы (Таблица 42).

Анализ загрузки ЦП с учетом представленных в таблице 42 перспективных нагрузок с учетом новой ПС 110 кВ Задонская представлен в таблице 43. Предложенное мероприятие по строительству нового ЦП ликвидирует токовые перегрузки Т-1(2) ПС 35 кВ Новожиловское, Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2, Т-1 ПС 35 кВ Алёна, ВЛ-35-36, ВЛ-35-89 и дает возможность для новых ТП энергопринимающих устройств в Рамонском районе к ПС 110 кВ Рамонь-2 и новой ПС 110 кВ Задонская.

С учетом строительства ПС 110 кВ Задонская варианты разукрупнения ВЛ-110-35,36 представлены ниже на рисунках 16 – 18.

Таблица 42 - Перечень инвестиционных проектов по данным администрации Рамонского муниципального района

Наименование инвестиционного проекта	ЦП	Необходимая мощность, МВт					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Сумма
Строительство 5 многоквартирных домов по ул. 50 лет Октября, р.п. Рамонь ОАО «Рамонь-Строй»	ПС 110 кВ Рамонь-2	0,2	0,5	0,5	0,4	0,1	1,7
Строительство детского сада на 220 мест, р.п. Рамонь	ПС 110 кВ Рамонь-2		0,15				0,15

Наименование инвестиционного проекта	ЦП	Необходимая мощность, МВт					
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Сумма
Реконструкция очистных сооружений в р.п. Рамонь, м-н «Юбилейный»	ПС 110 кВ Рамонь-2	0,2					0,2
Строительство коттеджного поселка «Снегири», (300 домовладений), дачно-строительный кооператив «АЛЕНА», с. Староживотинное	ПС 35 кВ Алена		0,45				0,45
Строительство коттеджного поселка «Дворянское гнездо», с. Староживотинное	ПС 35 кВ Алена		0,66				0,66
Строительство школы-детского сада на 180 учащихся и 60 детей дошкольного возраста, с. Чертовицы	ПС 35 кВ Алена		0,4				0,4
Строительство коттеджного поселка «Усадьба», с. Староживотинное	ПС 35 кВ Алена	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,6
Строительство коттеджного поселка «Алмаз-Инвест», с. Староживотинное	ПС 35 кВ Алена		0,675				0,675
Строительство коттеджного поселка, с. Чертовицы	ПС 35 кВ Алена	0,5	0,7	0,56	0,2	0,4	2,36
Строительство тепличного хозяйства ООО «Агрокомбинат Бобровский», с. Березово	ПС 110 кВ Рамонь-2	0,9	1,3	1,1	1,1	0,6	5
Строительство коттеджного поселка «Дубрава», д. Богданово	ПС 35 кВ Березовка	0,5	0,6	0,4	0,46	0,2	2,16
Строительство коттеджного поселка «Изумрудный» 2 очередь, д. Медовка	ПС 35 кВ Новоживотинное	0,7	0,9	0,4	0,735	0,7	3,435
Строительство коттеджного поселка «Изумрудный» 3 очередь, д. Медовка	ПС 35 кВ Новоживотинное	0,6	0,9	0,825	0,7	0,2	3,225
Строительство коттеджного поселка «Изумрудный» 4 очередь, д. Медовка	ПС 35 кВ Новоживотинное	0,5	0,45	0,7	0,4	0,1	2,15
Строительство СРК «Дон»	ПС 110 кВ Рамонь-2	1,15	0,85	0,95	1,2	1,085	5,235

Таблица 43 - Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках регионального прогноза с учетом строительства новой ПС 110 кВ Задонская

ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределаемая в соответствии с ПТЭ (МВА)		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т (МВА)	Максимум нагрузки в день контрольного замера	Объем перераспределения мощности, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов (МВА)					Перспективная нагрузка ПС (МВА)						
	T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	По данным контрольного замера зимы 2016 года																			
Новая ПС 110 кВ Задонская	16	16	-	5,44	120	22,24	-	+12,84	0	2,4	6,23	2,66	2,1	1,5	12,84	14,23	17,85	19,40	20,61	21,49
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	8,1	120	28,91	34,35	-12,84	6,92	2,95	3,4	2,95	3,16	1,98	16,74	18,45	20,43	22,14	23,97	25,12
ПС 35 кВ Новожиловинное	6,3	6,3	-	0	0	6,61	7,4	-2,5	2,67	0	0	0	0	0	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
ПС 35 кВ Алена	6,3	-	-	2	120	8,61	5,44	0	0,4	0	0	0	0	0	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
ПС 35 кВ Березовка	4	4	-	0	0	4,2	4,09	0	0,88	0,5	0,6	0,4	0,46	0,2	4,60	4,89	5,24	5,47	5,74	5,86
По данным летнего контрольного замера 21.06.2017																				
Новая ПС 110 кВ Задонская	16	16	-	5,22	120	22,02	-	11,55		2,4	6,23	2,66	2,1	1,5	11,55	12,94	16,56	18,11	19,32	20,20
ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	7,88	120	34,13	25,56	-11,55	6,92	2,95	3,4	2,95	3,16	1,98	18,03	19,74	21,72	23,43	25,26	26,41
ПС 35 кВ Новожиловинное	6,3	6,3	-	0	0	6,615	6,33	-2,5	2,67						5,38	5,38	5,38	5,38	5,38	5,38
ПС 35 кВ Алена	6,3	-	-	2	120	8,615	5,22	0	0,4						5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
ПС 35 кВ Березовка	4	4	-	0	0	4,2	3,2	0	0,88	0,5	0,6	0,4	0,46	0,2	3,71	4,00	4,35	4,58	4,85	4,97

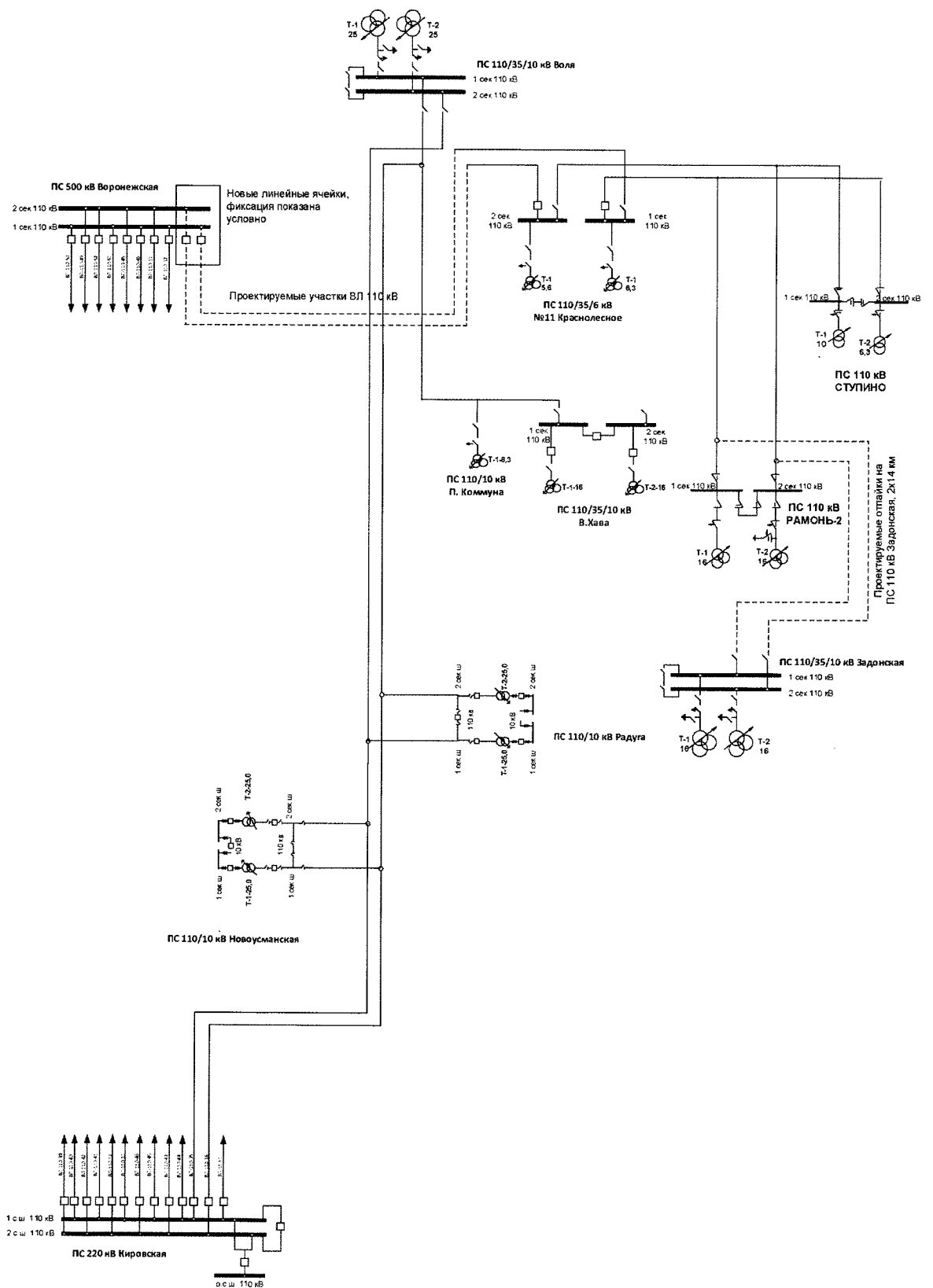


Рисунок 16 - Вариант № 1 разукрупнения ВЛ-110-35,36

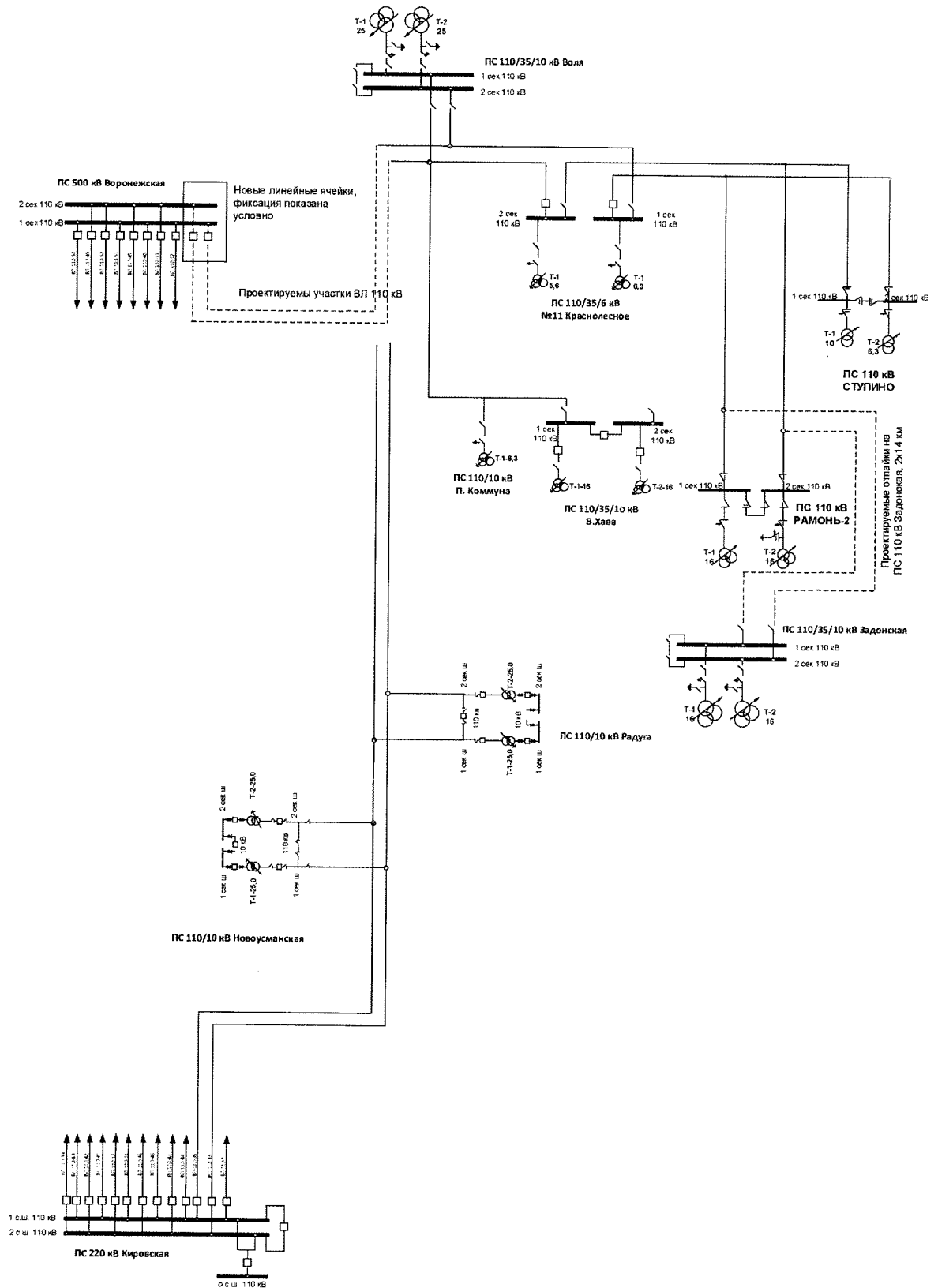


Рисунок 17 - Вариант № 2 разукрупнения ВЛ-110-35,36

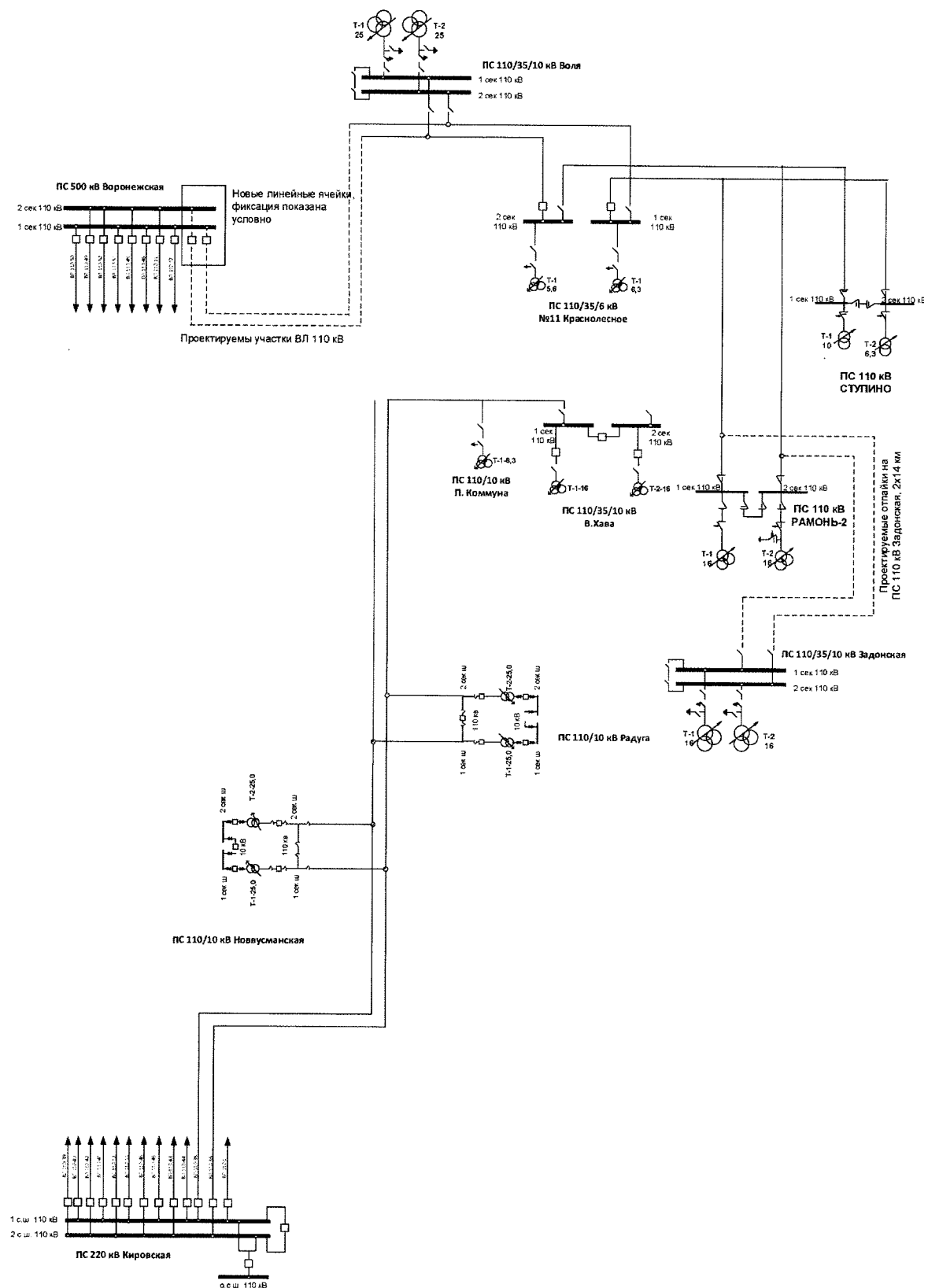


Рисунок 18 - Вариант № 3 разукрупнения ВЛ-110-35,36

Все варианты требуют установки 2-х ячеек 110 кВ на ПС 500 кВ Воронежская и строительства около 2-х км ЛЭП от ПС 500 кВ Воронежская. Следовательно, можно сделать вывод о равных экономических затратах при реализации представленных вариантов.

В таблице 44 представлено сопоставление представленных вариантов с технической точки зрения.

Таблица 44 – Сопоставление вариантов разукрупнения ВЛ-110-35,36

Параметр сопоставления	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Потери в электросетевых элементах, МВт	7,4	4,6	4,7
Суммарная мощность по ВЛ от ПС 500 кВ Воронежская, МВт	51,9	117,6	71,9
Суммарная мощность по ВЛ от ПС 220 кВ Кировская, МВт	125,9	57,4	103,2
Количество питающихся ПС 110 кВ от ПС 500 кВ Воронежская (с учетом ПС 110 кВ Задонская)	4	7	5
Количество питающихся ПС 110 кВ от ПС 220 кВ Кировская	5	2	4

На основании анализа представленной таблицы можно сделать следующие выводы:

1. Потери электроэнергии в электросетевых элементах при реализации мероприятий по варианту № 1 на 60 % больше, чем в вариантах № 2, 3;
2. Вариант № 3 имеет более равномерное распределение мощности между вновь образуемыми тупиковыми транзитами от ПС 550 кВ Воронежская и ПС 220 кВ Кировская;
3. Вариант № 2 имеет более низкую надежность в силу электроснабжения 7 ПС 110 кВ (с учетом ПС 110 кВ Задонская) от тупикового транзита с ПС 500 кВ Воронежская.

На основании представленного анализа рекомендуется реализация варианта № 3 в силу:

- низких электросетевых потерь;
- равномерного распределения мощности между вновь образуемыми тупиковыми транзитами;
- наилучшей эксплуатационной надежности.

Вариант № 3 предусматривает реализацию следующих мероприятий:

- 2 ячейки 110 кВ на ПС 500 кВ Воронежская;
- строительство двухцепной ВЛ длиной 2 км от ПС 500 кВ Воронежская до отпайки на ПС 110 кВ № 31 Воля.

Выбор сечения провода для строящегося участка ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Воронежская до отпаечных опор № 120,121 ВЛ-110-35,36 на ПС 110 кВ № 31 Воля производился на основании аварийного отключения одной цепи вновь образованных ВЛ 110 кВ Воронежская – Красноснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1,2 в период зимних и летних максимальных нагрузок 2023 года. Максимальная нагрузка ВЛ 110 кВ Воронежская – Красноснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1 при АО ВЛ 110 кВ Воронежская – Красноснолесное с отпайкой на ПС Воля № 2 составляет 415 А и 359 А соответственно в период зимних и летних максимальных

нагрузок 2023 года. Представленному расчетному току соответствует провод с сечением 120 мм^2 , однако в силу того, что существующий участок ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ № 31 Воля до ПС 110 кВ № 11 Краснолесное выполнен проводом АС-150, то для головного участка от ПС 550 кВ Воронежская до отпайных опор № 120,121 ВЛ-110-35,36 на ПС 110 кВ № 31 Воля также рекомендуется сечение провода не менее 150 мм^2 .

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

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками выявлена в период летних максимальных и минимальных нагрузок в 2019 – 2023 годы при отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40(39) или ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западнаяс отп. на НВАЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 выявлена в период летних минимальных нагрузок 2023 года при АО ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская и составила 133 % от $I_{\text{длtn}}$ (676 А) при загрузке 50% в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками составляет 510 А при температуре плюс 25°C и ограничивается проводом АС-185. Аварийно допустимый ток ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками при температуре плюс 25°C соответствует длительно допустимой токовой нагрузке.

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;
- деление транзита ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27, 28 с отпайками (ВЛ-110-27,28) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки «северного транзита» при АО одной из цепей);
- включить ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключить со стороны НВАЭС (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская (свыше 120% от $I_{\text{длtn}}$) при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

При выполнении представленных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская новых недопустимых токовых перегрузок электросетевых элементов при нормативных возмущениях не возникает.

ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)

Недопустимая токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) выявлена в период летних максимальных и минимальных нагрузок в 2019 – 2023 годы при отключении ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-25 выявлена в период летних максимальных нагрузок 2023 года при АО ВЛ-110-26 в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская и составила 132 % от $I_{\text{длtn}}$ (804 А) при загрузке 48 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) составляет 610 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-240. Аварийно допустимый ток ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) при температуре плюс 25 °С составляет 120 % от $I_{\text{длtn}}$ в течение 20 минут.

Для обеспечения ввода 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 (для предотвращения недопустимой токовой перегрузки ВЛ-110-39 при АО ВЛ-110-40);
- деление транзита ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27, 28 с отпайками (ВЛ-110-27,28) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки «северного транзита» при АО одной из цепей);
- включить ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключить со стороны НВАЭС (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская (свыше 120% от $I_{\text{длtn}}$) при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

При выполнении представленных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская ликвидируется недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-25 при АО ВЛ-110-26. Новых недопустимых токовых перегрузок электросетевых элементов при нормативных возмущениях не возникает.

8.7.2. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше в соответствии с региональным прогнозом развития

На основании анализа расчетов электрических режимов зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на период 2019 – 2023 годов выявлены следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36);

- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35);
- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ-110-39,40;
- превышение аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ-110-25,26.

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

**ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)
(уч. Кировская-Новоусманская, Новоусманская-Радуга, Радуга-Воля)**

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в период зимних и летних максимальных нагрузок в 2019 – 2023 годы при отключении ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-36 (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2023 года при отключении ВЛ-110-35 и составила 145 % от $I_{\text{длtn}}$ (871 А).

Длительно допустимый ток ВЛ-110-36 (уч. Кировская-Новоусманская) составляет 600 А при температуре минус 5 °С и ограничивается ВЧЗ 600 А, ТТ 750 А со стороны ПС 220 кВ Кировская, а также проводом АС-240.

Мероприятия по замене ВЧЗ и ТТ ВЛ-110-36 со стороны ПС 220 кВ Кировская недостаточно для обеспечения ввода электроэнергетического режима в область допустимых значений. Требуется замена провода АС-240 на провод с большим сечением, что влечет за собой замену опор данного участка ВЛ (уч. Кировская-Новоусманская) длиной 5,2 км.

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Кировская-Новоусманская, Новоусманская-Радуга, Радуга-Воля) выявлена также в период летних максимальных нагрузок в 2020 – 2023 годах при отключении ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Анна-Прогресс (ВЛ-110-18).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-36 (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в 2023 году и составила 125 % от $I_{\text{длtn}}$ (753 А) при загрузке 96 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ-110-36 (уч. Новоусманская-Радуга) составляет 610 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-240. Длительно допустимый ток ВЛ-110-36 (уч. Радуга-Воля) составляет 510 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-185.

Для участков Кировская-Новоусманская и Новоусманская-Радуга требуется замена провода АС-240 на провод с большим сечением, что влечет за собой замены опор данных участков ВЛ суммарной длиной около 10,8 км. Для участка Радуга-Воля длиной 2 км требуется замена провода АС-185 на провод с сечением АС-240.

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36) (уч. Кировская-Новоусманская, Новоусманская-Радуга, Радуга-Воля) выявлена также в период зимних максимальных нагрузок в 2019 –

2023 годах при отключении ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Анна-Прогресс (ВЛ-110-18).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-36 (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в 2023 году и составила 177 % от $I_{\text{дтн}}$ (1060 А).

ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Кировская-Новоусманская)

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в период зимних максимальных нагрузок в 2020 – 2023 годах при отключении ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-35 (уч. Кировская-Новоусманская) выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2023 года при отключении ВЛ-110-36 и составила 124 % от $I_{\text{дтн}}$ (741 А) при загрузке 46 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ-110-35 (уч. Кировская-Новоусманская) составляет 600 А при температуре минус 5 °С и ограничивается ВЧЗ 600 А со стороны ПС 220 кВ Кировская, а также проводом АС-240.

Мероприятия по замене ВЧЗ ВЛ-110-35 со стороны ПС 220 кВ Кировская достаточно для обеспечения ввода электроэнергетического режима в область допустимых значений.

ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Радуга-Воля)

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская-Краснолесное № 35 с отпайками (ВЛ-110-35) (уч. Радуга-Воля) выявлена в период летних максимальных нагрузок в 2021 – 2023 годах при отключении ВЛ 110 кВ Кировская-Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-35 (уч. Радуга-Воля) выявлена в период летних максимальных нагрузок 2023 года при отключении ВЛ-110-36 и составила 110 % от $I_{\text{дтн}}$ (363 А) при загрузке 29 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ-110-35 (уч. Радуга-Воля) составляет 330 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-95 длиной 2 км. Мероприятия по замене провода АС-95 на провод АС-240 достаточно для обеспечения ввода электроэнергетического режима в область допустимых значений.

Таким образом, с учетом приростов нагрузки в Рамонском, Новоусманском и Верхнехавском муниципальных районах выявлены следующие недопустимые токовые нагрузки свыше АДТН:

- недопустимая токовая нагрузка провода АС-240 ВЛ-110-36 на участках Кировская-Новоусманская и Новоусманская-Радуга суммарной длиной 10,8 км (замена провода повлечет за собой замену опор). Недопустимая токовая нагрузка провода АС-185 ВЛ-110-36 на участке Радуга-Воля длиной 2 км;

- недопустимая токовая нагрузка ВЧЗ 600 А и ТТ 750 А ВЛ-110-36 со стороны ПС 220 кВ Кировская;
- недопустимая токовая нагрузка провода АС-95 ВЛ-110-35 на участке Радуга-Воля длиной 2 км;
- недопустимая токовая нагрузка ВЧЗ 600 А ВЛ-110-35 со стороны ПС 220 кВ Кировская.

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

Недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками выявлена в период летних максимальных и минимальных нагрузок в 2019 – 2023 годы при отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40(39) или ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отп. на НВАЭС в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 выявлена в период летних минимальных нагрузок 2023 года при АО ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская и составила 138 % от $I_{длн}$ (705 А) при загрузке 50 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками составляет 510 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-185. Аварийно допустимый ток ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39(40) с отпайками при температуре плюс 25 °С соответствует длительно допустимой токовой нагрузке.

Для обеспечения ввода 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;
- деление транзита ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27, 28 с отпайками (ВЛ-110-27,28) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ
- включить ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключить со стороны НВАЭС (для предотвращения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская (свыше 120% от $I_{длн}$) при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

При выполнении представленных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская новых недопустимых токовых перегрузок электросетевых элементов при нормативных возмущениях не возникает.

ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 (26) с отпайками (ВЛ-110-25(26))

Недопустимая токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) выявлена в период летних максимальных и минимальных

нагрузок в 2019 – 2023 годы при отключении ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ-110-25 выявлена в период летних максимальных нагрузок 2023 года при АО ВЛ-110-26 в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская и составила 136 % от $I_{длtn}$ (832 А) при загрузке 48 % в нормальной схеме.

Длительно допустимый ток ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) составляет 610 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-240. Аварийно допустимый ток ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) при температуре плюс 25 °С составляет 120 % от $I_{длtn}$ в течение 20 минут.

Выполнение в ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская следующих схемно-режимных мероприятий:

- деление транзита ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39,40 с отпайками (для предотвращения недопустимой токовой перегрузки ВЛ-110-39 при АО ВЛ-110-40);
- деление транзита ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27, 28 с отпайками (ВЛ-110-27,28) со стороны ПС 110 кВ № 9 СХИ;
- включить ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны ПС 220 кВ Новая и отключить со стороны НВАЭС (для снижения недопустимой токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Кировская при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская).

С учетом изложенных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская прогнозируется недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-25 при АО ВЛ-110-26 в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы. Максимальная токовая нагрузка ВЛ-110-25 при АО ВЛ-110-26 выявлена в 2023 году и составляет 143 % от $I_{длtn}$ (870 А). Данная перегрузка обусловлена вводом в региональном балансе ПС 110 кВ Спутник-2, ПС 110 кВ Ямное и приростом нагрузки на ПС 110 кВ Спутник в рамках заявок на ТП. Для ликвидации выявленной недопустимой токовой нагрузки рекомендуется установка на ПС 110 кВ № 30 Подгорное АОПО ВЛ-110-25,26 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Спутник-2, ПС 110 кВ Ямное и ПС 110 кВ Спутник в объеме 42 МВт.

С учетом изложенных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская прогнозируется недопустимая токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Кировская при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы. Максимальная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Кировская при АО АТ-2 ПС 220 кВ Кировская выявлена в 2023 году и составляет 132 % от $I_{длtn}$ (667 А). Данная перегрузка обусловлена вводом в региональном балансе ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Александровка и приростом нагрузки в рамках заявок на ТП на тупиковых ВЛ-110-35,36. Для ликвидации выявленной недопустимой токовой нагрузки рекомендуется установка на ПС 220 кВ Кировская АОПО АТ-1 и АТ-2 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Александровка и на тупиковых ПС ВЛ-110-35,36 в объеме 54 МВт,

что позволит разгрузить оставшийся в работе АТ-1 ниже 120 % от $I_{\text{длtn}}$. Для разгрузки АТ-1 ниже ДДТН рекомендуется отключить действиями оперативного персонала ВЛ 220 кВ Новая – Кировская.

При выполнении представленных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и с учетом предложенных АОПО новых недопустимых токовых перегрузок электросетевых элементов при нормативных возмущениях не возникает.

Строительство транзита 110 кВ ПС 220 кВ Придонская – ПС 110 кВ Бутурлиновка-2

В работе в рамках регионального прогноза рассмотрено предварительное мероприятие по усилению Придонского энергоузла в части сетевого строительства с учетом увеличения нагрузки в данном районе дополнительно к рассматриваемой нагрузке в рамках регионального прогноза.

Наиболее тяжелым нормативным возмущением в период летнего максимума нагрузок 2023 года является АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник. Для подготовки ремонтной схемы учитывались следующие схемно-режимные мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение БСК-1 и БСК-2 на ПС 220 кВ Придонская;
- 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;
- на ПС 220 кВ Бобров увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА и АТ-2 125 МВА;
- на ПС 220 кВ Бутурлиновка увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1 125 МВА;
- на ПС 330 кВ Лиски увеличить напряжение до 120 кВ переводом РПН АТ-1-200 и АТ-2-200;

С учетом представленных мероприятий при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на Цементник напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская снижается до 102 кВ. Для снижения напряжения ниже аварийно допустимого значения 93 кВ требуется обеспечение прироста нагрузки не менее 40 МВт в Придонском энергоузле дополнительно к рассматриваемой нагрузке в рамках регионального прогноза. Предварительным мероприятием для предотвращения нарушений параметров электрических режимов является строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 до отпайки ВЛ 110 кВ Павловская-1 на ПС 110 кВ Павловск-2 и образованием транзита 110 кВ ПС 220 кВ Придонская – ПС 110 кВ Бутурлиновка-2.

8.7.3. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше. Базовый прогноз развития

В таблице 45 представлена информация о загрузке центров питания 110 кВ и выше. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний период 2017 года, а также данных о приростах мощности в рамках заключенных договоров на период 2018 – 2023 годов.

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 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 2019 году 129 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2019 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.

ПС 110 кВ Опорная

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Опорная 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 131 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2019 году ПС 110 кВ Опорная с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 6,3 МВА на 16 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Томат» максимальной мощностью 9,8 МВт.

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 ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания» максимальной мощностью 2 МВт.

Таблица 45 - Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров ТП для базового прогноза развития

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25	-	6,3	120	32,55	10,96	1,43	1					11,79	12,37	12,37	12,37	12,37	12,37
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	1,4	120	27,65	13,26	6,56						17,07	17,07	17,07	17,07	17,07	17,07
3	ПС 110 кВ Воля	25	25	-	3,69	120	29,94	15,39	8,89						20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	4,5	120	21,3	18,2	3,13						20,02	20,02	20,02	20,02	20,02	20,02
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	6,4	120	23,2	8,06	0,86						8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
6	ПС 110 кВ Краснолесное	5,6	6,3	-	2,88	120	8,76	4,79	0,82						5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	1	120	7,615	1,57	0,79						2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,66	120	28,91	25,56	6,2						29,16	29,16	29,16	29,16	29,16	29,16
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	0	0	26,25	19,46		22					19,46	32,23	32,23	32,23	32,23	32,23
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	0	0	16,8	11,85	3,1						13,65	13,65	13,65	13,65	13,65	13,65
11	ПС 110 кВ № 14 Западная	31,5	31,5	-	0	0	33,075	11,63	3,3	6,5					13,55	17,32	17,32	17,32	17,32	17,32
12	ПС 110 кВ №16 Юго- Западная	31,5	31,5	40	0	0	66,15	45,77	0,97						46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	3,2	120	50,45	47,45*	0,91						47,98	47,98	47,98	47,98	47,98	47,98
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	0	0	84	37,22	4,24						39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68
15	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	25	25	-	0	0	26,25	10,46	2,31						11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	4,2	120	30,45	14,43	3,3						16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35
17	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40	-	0	0	42	28,16	2,4						29,55	29,55	29,55	29,55	29,55	29,55
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	0	0	66,15	38,71	1,7						39,70	39,70	39,70	39,70	39,70	39,70

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		Т-1	Т-2	Т-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
19	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16	-	3,4	0	13,9	7,54	1,11						8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
20	ПС 110 кВ Каменка	10	10	-	7,15	180	17,65	5,87	1,49						6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	4,2	120	14,7	6,36	1,79						7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	5,48	120	22,28	5,72	2,52						7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18
23	ПС 110 кВ Краснолипы	16	16	-	7,65	120	24,45	13,19	1,62						14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	36	120	121,05	51,34	8,84						56,47	56,47	56,47	56,47	56,47	56,47
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	7,6	120	24,4	10,3	5,94						13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	1	120	7,615	2,56		9,8					2,56	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25
27	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16	-	1,72	120	18,52	18,45	0,31	2					18,63	19,79	19,79	19,79	19,79	19,79
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	6,23	120	23,03	6,4	1,42						7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	1,1	120	7,715	3,1	3,42						5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09
30	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3	-	2	240	8,615	5,08	1,17						5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	8,62	120	34,87	12,85	2,96						14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
32	ПС 110 кВ Острогожск	40,5	40,5	-	1,86	120	44,385	18,14	1,42						18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
33	ПС 110 кВ Россось	16	16	40	6,1	120	39,7	23,89	1,14						24,55	24,55	24,55	24,55	24,55	24,55
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-	0	0	66,15	8,41	2,3						9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-	4,6	120	21,4	12,78	1,41	3	10				13,60	15,34	15,21	15,21	15,21	15,21
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20	0	0	42	18,57	14						26,70	26,70	26,70	26,70	26,70	26,70
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-	0	0	2,625	1,29*							1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
38	ПС 110 кВ № 29 ДСК	25	25	-	4,7	120	30,95	17,29	0,309						17,47	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47
39	ПС 110 кВ Жилоселковая	10	10	-	0	0	10,5	5,43							5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43
40	ПС 110 кВ № 47 Сомово	25	25	-	0	0	26,25	8,76	0,16						8,85	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-	3,31	120	13,81	5,05	0,17						5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
42	ПС 110 кВ Лискинская	10	16	-	2,72	120	13,22	5,28							5,28	5,28	5,28	5,28	5,28	5,28

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		Т-1	Т-2	Т-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-	3,37	120	13,87	2,75	0,24						2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-	0	0	6,615	5,44	0,01						5,45	5,45	5,45	5,45	5,45	5,45
45	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	25	25	-	0	0	26,25	2,58	0,045						2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
46	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	40	40	63	0	0	84	74,01	0,832						74,49	74,49	74,49	74,49	74,49	74,49
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-	0	0	10,5	6,8							6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-	0	0	66,15	21,88							21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-	0	0	26,25	14,67							14,67	14,67	14,67	14,67	14,67	14,67
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-	0	0	42	15,91							15,91	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-	0	0	66,15	4,72	0,194						4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
52	ПС 110 кВ № 18 Тубольница	6,3	6,3	-	0	0	6,615	2,08	0,176						2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-	0	0	42	22,43							22,43	22,43	22,43	22,43	22,43	22,43
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	0	0	67,2	23,92	0,41						24,16	24,16	24,16	24,16	24,16	24,16
55	ПС 110 кВ Подгорное- районная	16	16	-	1,58	180	18,38	6,93	0,5						7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
56	ПС 110 кВ № 42 Полос	40	40	-	0	0	42	22	1,3						22,75	22,75	22,75	22,75	22,75	22,75
57	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63	-	0	0	66,15	9,58							9,58	9,58	9,58	9,58	9,58	9,58
58	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ- 2	10	10	-	0	0	10,5	0,66							0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-	0,55	120	3,175	0,42							0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-	4,67	120	15,17	4,91							4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-	2,35	120	19,15	2,75	0,1						2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-	0,44	160	7,055	0,41							0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-	0,5	120	7,115	0,32	0,03						0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-	3,86	150	30,11	10,39	0,885						10,90	10,90	10,90	10,90	10,90	10,90
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-	4,94	120	21,74	6,13	0,105						6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-	3,6	120	14,1	6,73	0,246						6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-	14,45	120	40,7	29,79	0,212						29,91	29,91	29,91	29,91	29,91	29,91
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	1,06	120	7,675	1,85	0,08						1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	0	0	42	5,61							5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	0,18	120	10,68	2,54	0,096						2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	0,4	120	7,015	1,11	0,223						1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	0,22	120	17,02	6,96	0,225						7,09	7,09	7,09	7,09	7,09	7,09
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	0,47	120	10,97	2,95	0,03						2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16	-	1,8	120	18,6	2,79	0,16						2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	4,19	120	14,69	2,19	0,475						2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	0	0	10,5	2,45	0,127						2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	1,59	120	8,205	0,58	0,025						0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
78	ПС 110 кВ Таловая- районная	16	16	-	4,34	120	21,14	8,66	0,466						8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	2,2	120	12,7	3,12	0,17						3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	0	0	16,8	2,33							2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	1,3	180	7,915	3,3	0,7						3,71	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
82	ПС 110 кВ Эртиль	16	16	-	1,42	120	18,22	7,65	0,64						8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	1,2	120	27,45	17,71	0,74						18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	2,2	1 сутки	19	6,84	0,45						7,10	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
85	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3	-	2,7	120	9,315	4,44	0,135						4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	1,28	120	3,905	1,22	0,03						1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	1,14	120	7,755	1,03							1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	2,97	120	9,585	1,31	0,015						1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		Т-1	Т-2	Т-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
89	ПС 110 кВ Калачевская	6,3	-	-	0,78	120	7,395	0,4							0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	1	1 сутки	17,8	1,45							1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	0,82	120	11,32	2,12	0,58						2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	3,51	120	14,01	6,03	0,32						6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	0,69	120	7,305	0,38	0,15						0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	0	0	6,615	0,38							0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	1,01	1 сутки	7,625	1,04	0,017						1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
96	ПС 110 кВ Павловск-2	25	25	-	5	120	31,25	14,59	0,22						14,72	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	2,18	240	12,68	1,31	0,78						1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	1,24	120	7,855	0,88	0,1						0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	1,8	120	8,415	4,54	0,03						4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	2,7	120	13,2	2,77	0,02						2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	4,59	180	11,205	2,04	0,015						2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	2,36	180	12,86	1,83	0,05						1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
103	ПС 110 кВ Шишовка	6,3	-	-	0,86	180	7,475	0,79	0,31						0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	1,52	120	8,135	1,06	0,14						1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	1,81	120	8,425	1,77	0,025						1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
106	ПС 110 кВ Никоновка	2,5	6,3	-	1,81	240	4,435	1,18	0,364						1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	2,61	120	13,11	9,35	0,89						9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87
108	ПС 110 кВ Бугаевка	16	-	-	8,58	120	25,38	7,27	0,3						7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	0	0	10,5	1,56	2	3	2				2,72	4,46	5,62	5,62	5,62	5,62
110	ПС 110 кВ Журавка- тяговая	40	40	-	0	0	42	14,88							14,88	14,88	14,88	14,88	14,88	14,88
111	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	0	0	42	23,89	0,31						24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07

№ п/п	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА					Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
112	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая	40	40	-	0	0	42	10,02	14						18,15	18,15	18,15	18,15	18,15	18,15
113	ПС 110 кВ Евлаково- тяговая	20	40	-	0	0	21	19,03	0,015						19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04
114	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	0	0	75,075	42,83	0,023						42,84	42,84	42,84	42,84	42,84	42,84
115	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	0	0	42	24,1	0,56						24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
116	ПС 110 кВ Отрожка- тяговая	40	40	-	0	0	42	30,56							30,56	30,56	30,56	30,56	30,56	30,56
117	ПС 110 кВ Острожок-тяговая	20	40	-	0	0	21	11,72							11,72	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72
118	ПС 110 кВ Поворино- тяговая	40	20	-	0	0	21	14,25	0,559						14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
119	ПС 110 кВ Половцево- тяговая	20	20	-	0	0	21	8,7							8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
120	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	0	0	42	12,75	0,53						13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06
121	ПС 110 кВ Таловая- тяговая	40	40	-	0	0	42	12,63	0,183						12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74
122	ПС 110 кВ Бобров- тяговая	40	40	-	0	0	42	15,66							15,66	15,66	15,66	15,66	15,66	15,66
123	ПС 110 кВ Сергеевка- тяговая	40	40	-	0	0	42	11,23							11,23	11,23	11,23	11,23	11,23	11,23
124	ПС 110 кВ ГПП-1	31,5	31,5	-	0	0	33,075	3,52							3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
125	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32	-	0	0	33,6	4,89							4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89
126	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32	-	0	0	33,6	11,03							11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
127	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25	-	0	0	26,25	10,22							10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22

* Максимальная нагрузка ПС за последние 3 года.

8.7.4. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше. Региональный прогноз развития

В таблице 46 представлена информация о загрузке центров питания 110 кВ и выше. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний период 2017 года, а также данных о приростах мощности в рамках заключенных договоров на ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах администраций муниципальных районов на период 2018–2023 годов.

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

ПС 110 кВ Верхняя Хава

По данным администрации Верхнехавского муниципального района об инвестиционных проектах планируется подключение новых потребителей в границах Верхнехавского сельского поселения суммарной мощностью 50,6 МВт в 2019 – 2023 годы.

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Верхняя Хава с учетом приростов нагрузки токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит 248 % и 292 % от $I_{ном}$ в 2019 и 2020 годах соответственно.

С учетом планов по реализации инвестиционных проектов в Верхнехавском муниципальном районе в рамках регионального прогноза рекомендуется реконструкция в 2019 году ПС 110 кВ Верхняя Хава с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА на 63 МВА или строительство нового центра питания (в зависимости от технической возможности и нагрузки, присоединяемой в рамках процедуры ТП).

ПС 110 кВ Жилпоселковая

По данным заявки на ТП ООО «ЭСК «Шилово» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» планируется подключение новой нагрузки максимальной мощностью 36,5 МВт к ПС 110 кВ Жилпоселковая в 2021 – 2023 годах.

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Жилпоселковая с учетом приростов нагрузки токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит 263 % от $I_{ном}$ в 2023 году.

Рекомендуется реконструкция в 2021 году ПС 110 кВ Жилпоселковая с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 10 МВА на 40 МВА.

ПС 110 кВ Хреновое

По данным администрации Бобровского муниципального района об инвестиционных проектах планируется подключение новых потребителей в границах Хреновского сельского поселения суммарной мощностью 21,75 МВт в 2020 – 2023 годах.

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Хреновое с учетом приростов нагрузки токовая загрузка Т-1 при аварийном отключении Т-2 составит 286 % от $I_{ном}$ в 2020 году. Рекомендуется реконструкция в 2020 году ПС 110 кВ Хреновое с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 6,3 МВА и 16 МВА на 2х25 МВА.

Таблица 46 - Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках регионального прогноза

№ п.п.	ПС	Установлен- ная мощность		Трансформа- торы	Мощность, перераспреде- ляемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА							Перспективная нагрузка ПС, МВА							
		Т-1	Т-2		Т-3	МВА			Мин.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
		Т-1	Т-2	Т-3	МВА	Мин.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023					
1	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25	-	6,3	120	32,55	10,96	1,43	1	4,56							11,79	12,37	15,02	15,02	15,02	15,02
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	1,4	120	27,65	16,6	8,05		5	3						21,27	21,27	24,18	25,92	25,92	25,92
3	ПС 110 кВ Воля	25	25	-	3,69	120	29,94	15,39	9,1			2						20,67	20,67	20,67	21,84	21,84	21,84
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	4,5	120	21,3	18,2	3,13	34,1	12	1,75	1,75	1				20,02	39,82	46,79	47,80	48,82	49,40
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	6,4	120	23,2	8,06	0,86									8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
6	ПС 110 кВ Краснолесное	5,6	6,3	-	2,88	120	8,76	4,79	0,82	0,9	1,01	0,8	0,53	0,2				5,27	5,79	6,38	6,84	7,15	7,26
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	1	120	7,615	1,57	0,84									2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	2,66	120	28,91	25,56	6,92	5,35	9,63	5,61	5,26	3,48				29,58	32,68	38,28	41,53	44,59	46,61
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	0	0	26,25	19,46		22								19,46	32,23	32,23	32,23	32,23	32,23
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	0	0	16,8	11,85	4,735									14,60	14,60	14,60	14,60	14,60	14,60
11	ПС 110 кВ №14 Западная	31,5	31,5	-	0	0	33,075	11,63	3,3	6,5								13,55	17,32	17,32	17,32	17,32	17,32
12	ПС 110 кВ №16 Юго- Западная	31,5	31,5	40	0	0	66,15	45,77	0,97									46,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,33
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	3,2	120	50,45	47,45*	1,12									48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	0	0	84	37,22	4,24									39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68
15	ПС 110 кВ №28 Тепличная	25	25	-	0	0	26,25	10,46	2,31									11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	4,2	120	30,45	14,43	3,32									16,36	16,36	16,36	16,36	16,36	16,36
17	ПС 110 кВ № 39 Северо- Восточная	40	40	-	0	0	42	28,16	2,4									29,55	29,55	29,55	29,55	29,55	29,55
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	0	0	66,15	38,71	1,7									39,70	39,70	39,70	39,70	39,70	39,70
19	ПС 110 кВ Новохолерск	10	16	-	3,4	0	13,9	7,54	1,11									8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
20	ПС 110 кВ Каменка	10	10	-	7,15	180	17,65	5,87	1,66									6,83	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	4,2	120	14,7	6,36	1,79									7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	5,48	120	22,28	5,72	2,72		5							7,30	7,30	10,20	10,20	10,20	10,20

№ п.п.	ПС	Установлен- ная мощность трансформаторов			Мощность, перераспреде- ляемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузок в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА	Перспективная нагрузка ПС, МВА										
		мощности		МВА	Мин.	2018				2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		Т-1	Т-2																	
23	ПС 110 кВ Краснолипы	16	16	-	7,65	120	24,45	13,19	1,62						14,13	14,13	14,13	14,13	14,13	14,13
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	36	120	121,05	51,34	9,37	1,5					56,78	57,65	57,65	57,65	57,65	57,65
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	7,6	120	24,4	10,3	6,08						13,83	13,83	13,83	13,83	13,83	13,83
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	1	120	7,615	2,56		9,8					2,56	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25
27	ПС 110 кВ Бугурлиновка-1	16	16	-	1,72	120	18,52	18,45	0,31	2					18,63	19,79	19,79	19,79	19,79	19,79
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	6,23	120	23,03	6,4	1,42						7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	1,1	120	7,715	3,1	3,42		2				5,09	5,09	6,25	6,25	6,25	6,25
30	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3	-	2	240	8,615	5,08	1,17						5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	8,62	120	34,87	12,85	2,96						14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
32	ПС 110 кВ Остроужск	40,5	40,5	-	1,86	120	44,385	18,14	1,42						18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
33	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40	6,1	120	39,7	23,89	1,16	1,25		13,15			24,56	25,29	25,29	32,92	32,92	32,92
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-	0	0	66,15	8,41	2,3						9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-	4,6	120	21,4	12,78	1,45	3	10				13,62	15,36	21,17	21,17	21,17	21,17
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20	0	0	42	18,57	14	9,96					26,70	32,48	32,48	32,48	32,48	32,48
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-	0	0	2,625	1,29*							1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
38	ПС 110 кВ № 29 ДСК	25	25	-	4,7	120	30,95	17,29	0,309						17,47	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47
39	ПС 110 кВ Жилпоселковая	10	10	-	0	0	10,5	5,43				16	10	10	5,43	5,43	5,43	14,72	20,53	26,33
40	ПС 110 кВ № 47 Сомово	25	25	-	0	0	26,25	8,76	1,37	1,21					9,56	10,26	10,26	10,26	10,26	10,26
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-	3,31	120	13,81	5,05	2,37						6,43	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43
42	ПС 110 кВ Лискинская	10	16	-	2,72	120	13,22	5,28			3				5,28	5,28	7,02	7,02	7,02	7,02
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-	3,37	120	13,87	2,75	0,24		2	15,95			2,89	2,89	4,05	13,31	13,31	13,31
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-	0	0	6,615	5,44	0,01		21,75				5,45	5,45	18,07	18,07	18,07	18,07
45	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	25	25	-	0	0	26,25	2,58	0,045		5,75				2,61	2,61	5,94	5,94	5,94	5,94
46	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	40	40	63	0	0	84	74,01	0,832		13,37				74,49	74,49	82,26	82,26	82,26	83,90
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-	0	0	10,5	6,8				5			6,80	6,80	6,80	9,70	9,70	9,70
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-	0	0	66,15	21,88							21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-	0	0	26,25	14,67							14,67	14,67	14,67	14,67	14,67	14,67

№ п.п.	ПС	Установлен- ная мощность трансформаторов		Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузок в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА						Перспективная нагрузка ПС, МВА					
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-	0	0	42	15,91						15,91	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-	0	0	66,15	4,72	0,194					4,83	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
52	ПС 110 кВ № 18 Тубольница	6,3	6,3	-	0	0	6,615	2,08	0,176					2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-	0	0	42	22,43		0,37				22,43	22,43	22,64	22,64	22,64	22,64
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	0	0	67,2	23,92	0,41					24,16	24,16	24,16	24,16	24,16	24,16
55	ПС 110 кВ Подгорное-районная	16	16	-	1,58	180	18,38	6,93	0,5					7,22	7,22	7,22	7,22	7,22	7,22
56	ПС 110 кВ № 42 Полос	40	40	-	0	0	42	22	1,3					22,75	22,75	22,75	22,75	22,75	22,75
57	ПС 110 кВ № 43 ВПЗ	63	63	-	0	0	66,15	9,58						9,58	9,58	9,58	9,58	9,58	9,58
58	ПС 110 кВ № 44 ВПЗ-2	10	10	-	0	0	10,5	0,66						0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-	0,55	120	3,175	0,42						0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-	4,67	120	15,17	4,91						4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-	2,35	120	19,15	2,75	0,1					2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-	0,44	160	7,055	0,41						0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-	0,5	120	7,115	0,32	0,03					0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-	3,86	150	30,11	10,39	0,955					10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-	4,94	120	21,74	6,13	0,105					6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-	3,6	120	14,1	6,73	0,246					6,87	6,87	6,87	6,87	6,87	6,87
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-	14,45	120	40,7	29,79	0,432					30,04	30,04	30,04	30,04	30,04	30,04
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	1,06	120	7,675	1,85	0,08					1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	0	0	42	5,61						5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	0,18	120	10,68	2,54	0,221					2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	0,4	120	7,015	1,11	0,223					1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	0,22	120	17,02	6,96	0,225					7,09	7,09	7,09	7,09	7,09	7,09
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	0,47	120	10,97	2,95	0,03					2,97	2,97	2,97	2,97	2,97	2,97
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛГУ)	16	16	-	1,8	120	18,6	2,79	0,16					2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88

№ п.п.	ПС	Установлен- ная		трансформа- торов	Мощность, перераспреде- ляемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА						Перспективная нагрузка ПС, МВА						
		Т-1	Т-2		Т-3	МВА			Мин.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	4,19	120	14,69	2,19	0,505							2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	0	0	10,5	2,45	0,127			1,2				2,52	2,52	3,22	3,22	3,22	3,22
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	1,59	120	8,205	0,58	0,025							0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
78	ПС 110 кВ Таловая- районная	16	16	-	4,34	120	21,14	8,66	0,466							8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	2,2	120	12,7	3,12	0,17							3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	0	0	16,8	2,33								2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	1,3	180	7,915	3,3	0,7							3,71	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
82	ПС 110 кВ Эртиль	16	16	-	1,42	120	18,22	7,65	0,66							8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	1,2	120	27,45	17,71	0,82							18,19	18,19	18,19	18,19	18,19	18,19
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	2,2	1 сутки	19	6,84	0,45							7,10	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
85	ПС 110 кВ Бугурлиновка-2	6,3	6,3	-	2,7	120	9,315	4,44	0,145							4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	1,28	120	3,905	1,22	0,03							1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	1,14	120	7,755	1,03								1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	2,97	120	9,585	1,31	0,015							1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
89	ПС 110 кВ Калачевская	6,3	-	-	0,78	120	7,395	0,4								0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	1	1 сутки	17,8	1,45								1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	0,82	120	11,32	2,12	0,63							2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	3,51	120	14,01	6,03	0,32							6,22	6,22	6,22	6,22	6,22	6,22
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	0,69	120	7,305	0,38	0,15							0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	0	0	6,615	0,38								0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	1,01	1 сутки	7,625	1,04	0,017							1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
96	ПС 110 кВ Павловск-2	25	25	-	5	120	31,25	14,59	0,22							14,72	14,72	14,72	14,72	14,72	14,72
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	2,18	240	12,68	1,31	0,78							1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	1,24	120	7,855	0,88	0,1							0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	1,8	120	8,415	4,54	0,03							4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	2,7	120	13,2	2,77	0,02							2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78

№ п.п.	ПС	Установлен- ная мощность трансформаторов			Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузок в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА						Перспективная нагрузка ПС, МВА					
		Т-1	Т-2	Т-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	4,59	180	11,205	2,04	0,015						2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	2,36	180	12,86	1,83	0,05						1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
103	ПС 110 кВ Шиловка	6,3	-	-	0,86	180	7,475	0,79	0,31						0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	1,52	120	8,135	1,06	0,14						1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	1,81	120	8,425	1,77	0,025						1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
106	ПС 110 кВ Никоноровка	2,5	6,3	-	1,81	240	4,435	1,18	0,364						1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	2,61	120	13,11	9,35	0,89						9,87	9,87	9,87	9,87	9,87	9,87
108	ПС 110 кВ Бугаска	16	-	-	8,58	120	25,38	7,27	0,3						7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	0	0	10,5	1,56	2	3	2				2,72	4,46	5,62	5,62	5,62	5,62
110	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	40	40	-	0	0	42	14,88							14,88	14,88	14,88	14,88	14,88	14,88
111	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	0	0	42	23,89	0,36						24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10
112	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	40	40	-	0	0	42	10,02	14						18,15	18,15	18,15	18,15	18,15	18,15
113	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	20	40	-	0	0	21	19,03	0,015						19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04
114	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	0	0	75,075	42,83	0,023						42,84	42,84	42,84	42,84	42,84	42,84
115	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	0	0	42	24,1	0,56						24,43	24,43	24,43	24,43	24,43	24,43
116	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	40	40	-	0	0	42	30,56							30,56	30,56	30,56	30,56	30,56	30,56
117	ПС 110 кВ Острожко-тяговая	20	40	-	0	0	21	11,72							11,72	11,72	11,72	11,72	11,72	11,72
118	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	40	20	-	0	0	21	14,25	0,559						14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
119	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	20	20	-	0	0	21	8,7							8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
120	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	0	0	42	12,75	0,53						13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06

№ п.п.	ПС	Установлен- ная мощность			Мощность, перераспреде- ляемая в соответствии с ПТЭ, МВА		Максимальная мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузок в день контрольного замера 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, заявок на ТП и данных об инвестиционных проектах муниципальных районов, МВА						Перспективная нагрузка ПС, МВА					
		T-1	T-2	T-3	МВА	Мин.			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2018	2019	2020	2021	2022	2023
121	ПС 110 кВ Таловая- тяговая	40	40	-	0	0	42	12,63	0,183											
122	ПС 110 кВ Бобров- тяговая	40	40	-	0	0	42	15,66												
123	ПС 110 кВ Сергеевска- тяговая	40	40	-	0	0	42	11,23												
124	ПС 110 кВ ГПП-1	31,5	31,5	-	0	0	33,075	3,52												
125	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32	-	0	0	33,6	4,89												
126	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32	-	0	0	33,6	11,03												
127	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25	-	0	0	26,25	10,22												

* Максимальная нагрузка ПС за последние 3 года.

8.8. 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 программы ПАО «МРСК Центра» на период 2017-2023 годов рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная с заменой трансформаторов 2х31,5+40 МВА на 2х63 МВА в 2020 году.

8.9. 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 для базового и регионального прогнозов развития, представлен в таблицах 46 - 48.

Мероприятия по электросетевому строительству и ПА таблицы 48 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестатийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и прочее, для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Таблица 46 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2018 году в соответствии с базовым прогнозом развития (без мероприятий по замене коммутационных аппаратов)

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2018	СВМ энергоблока №7 НВАЭС. Проект СипР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018		ПАО «ФСК ЕЭС»
3	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	2018	СВМ энергоблока №7 НВАЭС	ПАО «МРСК Центра»
4	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ 110-5, ВЛ-110-6, ВЛ-110-23 и ВЛ-110-24	-	2018	СВМ ПГУ Воронежской ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»
5	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина (Ячейка 110 кВ на ПС 220 кВ Латная установлена в 2016 году)	1х25 МВА, 5,1 км	2018	Договор ТП между ООО «Родина» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»

Таблица 47 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2019–2023 годах в соответствии с базовым прогнозом развития (без мероприятий по замене коммутационных аппаратов)

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с увеличением трансформаторной мощности в части установки АТ 220/110 на 30 МВт до 590 МВА и установкой БСК мощностью 109 Мвар	2х250 МВА 2х54,5 Мвар	2022	Проект СипР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2019	Договор ТП между ПАО «МРСК Центра» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Плани- руемый срок реализации	Обоснование	Субъект
3	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*	Договор ТП между Департамент строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС» (Срок действия ТУ – 2018 год)	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
4	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	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ	2019	Договор ТП между ООО «Каскадэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
5	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, 1ячейка 110 кВ	2019	Договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»
6	Установка на ПС 220 кВ Придонская АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская	-	2019	Недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская в период зимних максимальных нагрузок 2019–2023 годы при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется ввод ГАО в объеме 22 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
7	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	-	2019	В режимах летних максимальных нагрузок в период 2019–2023 годы при АО 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 - недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется ввод ГАО в объеме 60 МВт.	ПАО «ФСК ЕЭС»
8	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой Т-2 мощностью 25 МВА на 63 МВА	40 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЭнергоПромСистемы» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» и энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» максимальной мощностью 22 МВт	ООО «ЭнергоПромСистемы»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2х16 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Томат» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 9,8 МВт	ПАО «МРСК Центра»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 2 МВт	ПАО «МРСК Центра»
11	Реконструкция ПС 110 кВ №16 Юго-Западная с заменой трех трансформаторов 2х31,5+40 МВА на два трансформатора 2х63 МВА	2х63 МВА	2019	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016 с фиксацией морального и физического износа трансформаторного оборудования	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Плани- руемый срок реализации	Обоснование	Субъект
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Воронежская до отпавечных опор № 120,121 от ВЛ-110-35,36 на ПС 110 кВ № 31 Воля. Перевод питания ПС 110 кВ № 31 Воля, ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ Ступино и ПС 110 кВ Рамонь-2 на вновь построенную ВЛ 110 кВ с обработанием двух ВЛ 110 кВ Воронежская – Краснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1,2. Строительство ПС 110 кВ Задонская со строительством отпаяк от ВЛ-110-47,48 **	2х2 км (не менее АС-150), 2 ячейки 110 кВ 2х16 МВА, 2х14 км	2019	Недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110- 35,36. Обеспечение возможности технологического присоединения потребителей в Новоусманском, Рамонском и Верхнехавском муниципальных районах. Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2019 году ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь, Т-1(2) ПС 35 кВ Новожиловское. Недопустимые токовые загрузки в нормативной схеме ВЛ-35-36, ВЛ-35-89	ПАО «МРСК Центра», ПАО «ФСК ЕЭС»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Хава с заменой двух трансформаторов или строительство нового центра питания (в зависимости от технической возможности и нагрузки, присоединяемой в рамках процедуры ТП) ***	-	2019	Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2019 – 2023 годы ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Верхняя Хава при АО одного трансформатора	ПАО «МРСК Центра»

* С учетом срока реализации объекта.

** Мероприятие подлежит реализации в случае подтверждения планов по технологическому присоединению новых потребителей в объеме не менее 40 МВт, оформленных соответствующими заявками, техническими условиями и договорами на технологическое присоединение.

*** Мероприятие подлежит реализации в случае подтверждения планов по технологическому присоединению новых потребителей в объеме не менее 5 МВт, оформленных соответствующими заявками, техническими условиями и договорами на технологическое присоединение.

Таблица 48 - Перечень электросетевых объектов, обусловленных заявками на ТП и присоединяемой нагрузки в рамках инвестиционных проектов по данным администраций муниципальных районов и рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2019–2023 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство ПС 110 кВ ВОГРЭС (установка трансформаторов 2х63 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110-5 и ВЛ 110-6	2х63 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 59,17 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 27,760 МВт; – Желдорэнерго - ф-л ООО «Энергопромсбыт», 3,9 МВт; – ООО «ГЭК», 1,1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
2	Строительство ПС 220 кВ Воронежсинтезкаучук (установка трансформаторов 2х80 МВА) и строительство заходов ВЛ 220 кВ Южная - Воронежсинтезкаучук и ВЛ 220 кВ Кировская - Воронежсинтезкаучук	2х80 МВА	2021	Заявка в ПАО «ФСК ЕЭС» от АО «Воронежсинтезкаучук», 60 МВт	АО «Воронежсинтезкаучук», ПАО «ФСК ЕЭС»
3	Строительство ПС 110 кВ РВК (установка трансформаторов 2х6,3 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ ДСК-Калининская № 1, № 2 (ВЛ-110-21,22)	2х6,3 МВА	2021	Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «РВК Воронеж», 5 МВт	ООО «РВК Воронеж», ПАО «МРСК Центра»
4	Строительство ПС 110 кВ Спутник-2 (установка трансформаторов 2х63 МВА) и строительство ВЛ 110 кВ Спутник-Спутник-2 № 1 и № 2 (2х1 км)	2х63 МВА 2х1 км	2021	Заявка ПАО "МРСК Центра" в ПАО «ФСК ЕЭС» на 61,36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 28,63 МВт; – ООО «ГЭК», 1,8 МВт; – ООО «Автомотордеталь», 0,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
5	Строительство ПС 110 кВ Балтимор (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Южная-ДСК (ВЛ 110-9)	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15,044 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от Управления заказчика КС Министерства обороны РФ, 15, 044 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
6	Строительство ПС 110 кВ Витстрой (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Латная-Курская 1, 2.	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – ООО «Витстрой», 15 МВт; – ООО «Стевая компания Подгорное-2», 18 МВт; – ИП Чурилов Валерий Викторович, 0,52 МВт; – ООО «Донская энергосетевая компания» РТП - 13-2 5,5 МВт, – РТП - 7,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
7	Строительство ПС 110 кВ Отрадное (установка трансформаторов 2х40 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х40 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «Воронежбытстрой» на 36 МВт	ПАО «МРСК Центра»
8	Строительство ПС 110 кВ Отрадное-2 (установка трансформаторов 2х25 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х25 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 16,63 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 85 шт., 24,417 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой», 1 МВт; – ООО «Газпром ТеплоЭнерго», 0,5 МВт; – ООО «Аквилон», 0,7 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой МКЖД», 1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
9	Строительство ПС 110 кВ ИП М4-Дон (установка трансформаторов 2х40 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Колодезная 1, 2	2х40 МВА	2021	Заявка ООО «Индустриальный Парк М4-Дон» в ПАО «МРСК Центра» на 27 МВт	ООО «Индустриальный Парк М4-Дон», ПАО «МРСК Центра»
10	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаяк от ВЛ 35,36	2х16 МВА	2019	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Новоусманского муниципального района, 26,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
11	Строительство ПС 110 кВ Ямное. Строительство отпайки (5 км) от КЛ 110 кВ Подгорное-Студенческая № 1	2х16 МВА, 5 км	2020	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Рамонского муниципального района, 28 МВт	ПАО «МРСК Центра»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Жилоселковая с заменой Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х10 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2021	Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2021 – 2023 года ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Жилоселковая при АО одного трансформатора с учетом заявки на ТП ООО «ЭСК «Шилово» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	ООО «ЭСК «Шилово»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Хреновое с заменой Т-1, Т-2 номинальной мощностью 6,3 МВА и 16 МВА на 2х25 МВА	2х25 МВА	2020	Анализ загрузки ЦП. Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2020 – 2023 года ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Хреновое при АО одного трансформатора с учетом приростов нагрузки по данным администрации Бобровского муниципального района	ПАО «МРСК Центра»
14	Установка на ПС 110 кВ № 30 Подгорное АОПО ВЛ-110-25, 26 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Ямное, ПС 110 кВ Спутник-2 и ПС 110 кВ Спутник	-	2021	Мероприятие для ввода ПС 110 кВ Ямное, ПС 110 кВ Спутник-2. Недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-25(26) в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы при АО ВЛ-110-26(25) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению транзитов ВЛ-110-27, 28 и ВЛ-110-39, 40. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется ввод ГАО в объеме 42 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планиру- емый срок реализации	Обоснование	Субъект
15	Установка на ПС 220 кВ Кировская АОПО АТ-1,2 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Алесандровка и ПС 110 кВ от ВЛ-110-35,36	-	2021	Мероприятие для ввода ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Алесандровка. Недопустимая токовая нагрузка АТ-1(2) ПС 220 кВ Кировская в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы при АТ-2(1) ПС 220 кВ Кировская в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению транзитов ВЛ-110-27,28 и ВЛ-110-39,40. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется в ввод ГАО в объеме 54 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»

8.10. Разработка принципиальных схем электрической сети напряжением 110 кВ и выше на расчетный год и перспективу 5 лет

Принципиальная схема электрических соединений электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на перспективу 5 лет для базового и регионального прогнозов развития представлены в приложении 2.

Карта-схема электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области и непосредственно г. Воронежа на перспективу 5 лет для базового и регионального прогнозов развития представлены в приложении 3.

8.11. Формирование баланса по реактивной мощности и условия регулирования напряжения сети 110-500 кВ, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их тип и мощность

Перспективный баланс реактивной мощности по Воронежской энергосистеме для базового и регионального прогнозов развития представлен соответственно в таблицах 49 и 50.

Баланс реактивной мощности показал, что в режимах зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на период 2019–2023 годов в нормальной схеме электрической сети энергосистема Воронежской области характеризуется как с избытком («+»), так и дефицитом «-» реактивной мощности в объеме от -250 до 350 Мвар. Имеющийся дефицит реактивной мощности компенсируется за счет внешних межсистемных связей.

На период 2019–2023 годов в энергосистеме Воронежской области планируется следующее мероприятие в части средств компенсации реактивной мощности:

- на основании проекта СиПР ЕЭС России на 2018 – 2023 годы в рамках комплексной реконструкции ПС 220 кВ Южная производится замена существующих БСК-1 и БСК-2 на БСК аналогичной мощности в 2022 году;

На основании вышеизложенного дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в энергосистеме Воронежской области не требуется.

Таблица 49 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Воронежской области для Базового прогноза развития

№ п/п	Источник/потребитель реактивной мощности	2019				2020				2021				2022				2023			
		Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин	Зима макс	Лето мин
1	Реактивная мощность нагрузки	951	823	599	591	583	487	966	834	802	497	968	836	804	498	979	846	815	506	970	837
2	Нагрузочные потери	653	599	591	583	312	308	662	603	594	583	663	604	594	583	616	549	540	521	679	623
2	в т.ч. потери в ЛЭП	307	299	296	296	271	271	308	299	296	296	308	299	296	296	311	265	246	253	323	316
2	потери в Т/АТ	346	300	295	295	271	271	354	304	298	272	354	304	298	272	351	300	294	268	357	307
3	Потребление ЦП/БСК/СТК	149	277	274	334	334	334	150	277	275	334	150	277	275	334	151	279	277	337	150	276
4	Потери холостого хода Т/АТ	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
5	Суммарное потребление реактивной мощности	1770	1715	1672	1420	1794	1731	1687	1431	1797	1733	1689	1431	1763	1691	1649	1381	1816	1752	1708	1454
6	Генерация реактивной мощности электростанциями	864	964	914	860	874	965	918	858	875	966	918	858	630	640	593	458	969	1071	1023	998
7	Зарядная мощность ЛЭП	891	887	890	895	889	886	889	894	889	886	889	894	889	899	902	910	886	882	885	889
8	Суммарная генерация реактивной мощности	1755	1851	1804	1755	1763	1851	1807	1752	1764	1852	1807	1752	1529	1539	1495	1368	1855	1953	1908	1887
9	Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-15	135	132	334	-31	120	120	322	-33	119	118	321	-234	-152	-153	-12	39	200	200	433

Таблица 50 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Воронежской области для Базового прогноза развития

№ п/п	Источник/потребитель реактивной мощности	2019				2020				2021				2022				2023			
		Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
1	Реактивная мощность нагрузок	976	832	813	499	1018	865	847	526	1058	898	879	551	1102	936	917	579	1115	943	924	586
2	Нагрузочные потери	670	602	598	582	700	614	608	582	720	618	614	580	693	572	569	520	766	645	642	599
2	в т.ч. потери в ЛЭП	313	300	298	311	322	301	299	307	325	298	297	303	287	249	248	246	344	311	311	316
2	потери в Т/АТ	357	302	300	272	378	313	310	275	395	320	317	277	406	322	320	275	422	334	331	283
3	Потребление ШР/БСК/СТК	150	277	275	334	152	277	275	334	153	277	275	334	154	279	277	337	154	276	274	333
4	Потери холостого хода Т/АТ	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	17	17	17
5	Суммарное потребление реактивной мощности	1813	1727	1702	1432	1887	1772	1747	1459	1947	1810	1785	1481	1966	1803	1780	1453	2051	1881	1857	1535
6	Генерация реактивной мощности электростанциями	886	966	921	856	922	977	935	851	954	987	945	846	790	698	660	480	1078	1100	1059	975
7	Зарядная мощность ЛЭП	889	887	889	895	885	884	886	893	885	885	887	895	892	897	899	910	880	881	883	890
8	Суммарная генерация реактивной мощности	1775	1853	1810	1751	1807	1861	1821	1744	1839	1872	1832	1741	1682	1595	1559	1390	1958	1981	1942	1865
9	Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток, «-» - дефицит)	-38	125	108	319	-80	89	74	285	-108	62	47	259	-284	-209	-221	-64	-93	100	85	331

8.12. Электрические расчеты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в нормальном и послеаварийном режиме работы на расчетный год и перспективу 5 лет

Базовый прогноз развития сети

С целью оценки токов короткого замыкания (КЗ) и проверки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам КЗ в работе произведены расчеты токов короткого замыкания для базового варианта развития электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на расчетный год (по состоянию на 01.01.2018) и на перспективу 2019–2023 годов.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых объектов, вывод генерирующего оборудования из эксплуатации, а также ввод новых генерирующих мощностей. Полный перечень мероприятий, учтенных в расчетной модели, представлен таблице 46 в части электросетевых объектов, а также в подразделе 9.1 в части генерирующего оборудования.

При выполнении расчетов была учтена замена в 2016 году выключателей В ВЛ-110-27, В ВЛ-110-28, В ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32 и ШОВ-110 на ПС 110 кВ № 9 СХИ на выключатели с отключающей способностью 40 кА.

Расчеты токов КЗ проводились для максимального режима электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области при следующем коммутационном состоянии коммутационных аппаратов:

- включен В-Новая 1 и В-Новая 2 в КРУЭ-220 кВ ПС 500 кВ Донская;
- ВЛ-110-39 и ВЛ-110-40 включены в транзит;
- АТ-3 (АТ-2 в 2023 г.) ПС 220 кВ Южная включен;
- с 2018 года в связи с вводом ПГУ на Воронежской ТЭЦ-1 включена в транзит КЛ 110 кВ ПС № 2 – Центральная № 1, 2 и секционные выключатели на ПС 110 кВ Калининская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ № 2;
- отключен В 220 кВ ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая на Нововоронежской АЭС;
- отключен В 220 кВ ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая на ПС Новая.

Проверка оборудования на соответствие действию токов короткого замыкания проводится в соответствии с:

- ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»;
- ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;
- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Согласно п. 6 ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» коммутационная способность выключателей при коротких замыканиях должна обеспечиваться при условии, что действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{пт}$, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов, не должно превышать номинальный ток отключения выключателя $I_{о.ном}$:

$$I_{пт} < I_{о.ном}.$$

Для упрощения расчетов принимаем ток КЗ незатухающим, т.е. $I_{пт} = I_{п0}$, где $I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в нулевой момент времени.

В качестве расчетного вида КЗ при проверке электрических аппаратов на отключающую способность принимается трехфазное или однофазное КЗ.

Проверка отключающей способности коммутационного оборудования 110 кВ и выше производилась для объектов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», объектов генерации филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация» и филиала АО «Концерн Росэнергоатом» (Нововоронежская АЭС) и потребительских ПС.

На основании анализа результатов расчетов токов КЗ и анализа проверки коммутационного оборудования на расчетный год и на перспективу 2019–2023 годов выявлены объекты, уровни токов КЗ на которых превышает отключающую способность выключателей:

- ПС 220 кВ Южная;
- Воронежская ТЭЦ-1;
- Нововоронежская АЭС;
- ПС 110 кВ ГОО;
- ПС 110 кВ ГПП-1.

Далее рассматривается каждый объект индивидуально.

ПС 220 кВ Южная и Воронежская ТЭЦ-1

С целью предотвращения превышения отключающей способности выключателей в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 рекомендуется на расчетный 2018 год и на перспективу до 2023 года отключить В-Новая 1 и В-Новая 2 в КРУЭ-220 кВ ПС 500 кВ Донская, В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная и АТ-3 (АТ-2 в 2023 г.) ПС 220 кВ Южная.

Отключающая способность выключателей в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 на расчетный 2018 год и на перспективу до 2023 года не соответствует уровням токов КЗ. Для предотвращения превышения отключающей способности выключателей в 2018–2023 годы в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 рекомендуется:

- на ПС 220 кВ Южная в 2018 г. замена двенадцати выключателей 110 кВ В-110 АТ-1, В-110 Т-1, В-110 Т-2, В-110 Т-3, В ВЛ-110-40, В ВЛ-110-16, ШОВ 3-4 110 кВ, В-110 АТ-2, В ВЛ-110-3, В ВЛ-110-15, ШСВ 2-1 110 кВ, СВ 1-3 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА;

- в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 в 2018 году установка новых выключателей с отключающей способностью 40 кА, а также замена семи выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА, что реализуется в рамках СВМ 10 ПГУ 223 МВт Воронежской ТЭЦ-1.

Нововоронежская АЭС

С целью предотвращения превышения отключающей способности выключателей 220 кВ Нововоронежской АЭС на ОРУ-220 кВ Нововоронежской АЭС установлена АОДС с воздействием на отключение В-220 АТ-11 и В-220 АТ-12. С учетом действия автоматики отключающая способность выключателей в РУ 220 кВ Нововоронежской АЭС в перспективе до 2023 года соответствует уровням токов КЗ.

ПС 110 кВ ГОО

В результате проверки выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединения в нормальной схеме энергосистемы Воронежской области на текущее состояние и на перспективу 2019–2023 годов, имеет место несоответствие отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 ПС 110 кВ ГОО.

С целью предотвращения превышения отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 в схеме текущего состояния и на перспективу 2019 – 2023 годов рекомендуется замена выключателей с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

ПС 110 кВ ГПП-1

В результате проверки выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединения в нормальной схеме энергосистемы Воронежской области на текущее состояние и на перспективу 2018–2023 годов имеет место несоответствие отключающей способности В-110 Т-2 ПС 110 кВ ГПП-1.

С целью предотвращения превышения отключающей способности В-110 Т-2 ПС 110 кВ ГПП-1 в схеме текущего состояния и на перспективу 2019–2023 годов рекомендуется замена выключателя с отключающей способностью 20 кА на выключатель с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

В итоге по результатам расчетов токов КЗ и проверки отключающей способности выключателей 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области рекомендуется:

- замена в 2018 году на ПС 220 кВ Южная двенадцати выключателей 110 кВ В-110 АТ-1, В-110 Т-1, В-110 Т-2, В-110 Т-3, В ВЛ-110-40, В ВЛ-110-16, ШОВ 3-4 110 кВ, В-110 АТ-2, В ВЛ-110-3, В ВЛ-110-15, ШСВ 2-1 110 кВ, СВ 1-3 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА;

- в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 в 2018 году установка новых выключателей с отключающей способностью 40 кА, а также замена семи выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА, что реализуется в рамках СВМ 10 ПГУ 223 МВт Воронежской ТЭЦ-1;
- замена в 2018 году В-110 Т-1 и В-110 Т-2 на ПС 110 кВ ГОО с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА;
- замена в 2018 году В-110 Т-2 на ПС 110 кВ ГПП-1 с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

Региональный прогноз развития сети

Проводится проверка выключателей 110 кВ и выше при строительстве ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2. Результаты расчетов приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 110 кВ и выше при строительстве ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2

№ п/п	Наименование ПС	$U_{\text{В}}$ ном, кВ	$I_{0.\text{ном}}$ кА	2023 год, исходная схема		2023 год, после строительства ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2	
				$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
1	ПС 220 кВ Придонская 1 СШ 110 кВ	110	25	6,6	8,1	7,3	8,8
2	ПС 220 кВ Придонская 2 СШ 110 кВ	110	25	6,8	8,4	6,9	8,5
3	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 1 с 110 кВ	110	25	6,6	6,3	7,3	6,9
4	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 2 с 110 кВ	110	25	6,6	6,3	7,3	6,9

В результате анализа расчетов токов КЗ в сети 110 кВ и выше при строительстве ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 превышение отключающей способности выключателей не выявлено.

8.13. Сводные данные по развитию электрической сети

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового и регионального прогноза развития энергосистемы Воронежской области представлены соответственно в таблице 52 и таблице 53.

Таблица 52 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового прогноза развития сети

Класс напряжения	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
500 кВ	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220 кВ	120,3	125	-	-	-	-	-	-	-	500	-	-
110 кВ	6,0	25	34,4	533	-	-	8,4	126	-	-	-	-
35 кВ	-	-	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6-10 кВ	56,8	-	-	-	46,5	-	24,0	-	85,8	-	294,5	-
0,4 кВ	4,4	1,0	15,4	-	47,5	-	-	-	168,2	-	346,9	-

Таблица 53 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для регионального прогноза развития сети

Класс напряжения	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год		2023 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
500 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220 кВ	-	-	-	-	-	-	-	160	-	-	-	-
110 кВ	-	-	5	32	-	82	2	618,6	-	-	-	-

8.14. Потребность электростанций и котельных в топливе

Прогноз потребления топлива электростанций и котельных основных генерирующих компаний Воронежской области на 2018–2023 годы представлен в таблице 54.

Таблица 54 - Прогноз потребления топлива по электростанциям и котельным основных генерирующих компаний Воронежской области на 2018–2023 годы, т у.т.

Год	Тип топлива	Электростанции и котельные, т у.т.				
		Нововоронежская АЭС ⁶	Воронежская ТЭЦ-1	Воронежская ТЭЦ-2	Котельная №1	Котельная №2
2018	Ядерное топливо	6366,3	-	-	-	-
	Газ	-	574100	398300	21000	65800
	Мазут	-	5800	3500	0	0
2019	Ядерное топливо	8785,0	-	-	-	-
	Газ	-	653700	402100	20900	65900
	Мазут	-	5600	3500	0	0
2020	Ядерное топливо	10555,8	-	-	-	-
	Газ	-	697200	406800	20900	66200
	Мазут	-	5600	3500	0	0
2021	Ядерное топливо	10278,2	-	-	-	-
	Газ	-	697200	406800	20900	66200
	Мазут	-	5600	3500	0	0
2022	Ядерное топливо	10945,8	-	-	-	-
	Газ	-	697200	406800	20900	66200
	Мазут	-	5600	3500	0	0

⁶ Данные указаны без учета энергоблоков № 1 и № 2. Их возможно представить только после опытно-промышленной эксплуатации.

Год	Тип топлива	Электростанции и котельные, т у.т.				
		Нововоронежская АЭС ⁶	Воронежская ТЭЦ-1	Воронежская ТЭЦ-2	Котельная №1	Котельная №2
2023	Ядерное топливо	10176,7	-	-	-	-
	Газ	-	697200	406800	20900	66200
	Мазут	-	5600	3500	0	0

8.15. Цифровизация электрических сетей Воронежской области

В настоящее время ПАО «Россети» активно внедряет цифровизацию электрических сетей в ЕЭС России, в частности в энергосистеме Воронежской области.

Ниже изложены основные принципы цифровизации.

Цифровая интеллектуальная сеть - это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Важная характеристика «цифровой» сети – возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризует:

- гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;
- доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские

генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;

- надёжность. Сеть должна гарантировать надежность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;

- экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее - ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;

- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции. А в случае их отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На ПС 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой – АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;

- повышение общей надежности функционирования сети за счет

мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущерба;

- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУТП ПС:

- 1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

- 2) обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850 - 10;

- 3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

- 4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

- 5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров;

На тупиковых, отпаечных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На ТП 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ДП РЭС.

Создание «цифровых» подстанций

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

- 1) функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП, – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

- 2) развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных

данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к системам телемеханики и АСУ ТП «цифровых» сетей:

- для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов;
- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA-системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов/промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;
- локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;
- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);
- не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP не ниже версии 4, - в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60850, но не хуже МЭК 61870-5-104.

По данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» планируется реализовать следующий объем мероприятий по цифровизации в энергосистеме Воронежской области:

- внедрение элементов цифровой подстанции на двух проектируемых ПС 110 кВ (Спутник, Задонская);
- организация цифровых каналов связи – 2 (два) участка ВЛ 110 кВ;
- организация цифровых каналов связи - 6 (шесть) ПС 35,110 кВ;
- модернизация систем телемеханики, каналов связи, РЗА, учета электроэнергии, первичного оборудования - 50 (пятьдесят) ПС 35,110 кВ;
- монтаж интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с микропроцессорным управлением и РЗА – 1 (одна) ВЛ 10 кВ;
- модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления - 13 (тринадцать) районных диспетчерских пунктах (РДП);
- строительство нового центра управления сетями для автоматизированного управления основным и вспомогательным оборудованием ПС.

9. Составление схемы размещения объектов генерации и потребления на пятилетнюю перспективу

9.1. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Воронежской области мощностью свыше 5 МВт на пятилетний период

На основании проекта СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы в таблице 55 приведен список генерирующего оборудования, запланированного к вводу с высокой вероятностью реализации и демонтажу на электростанциях энергосистемы Воронежской области в 2018–2023 годах.

9.2. Прогноз развития энергетики Воронежской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Использование возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ) и альтернативных видов топлива является одним из перспективных направлений предотвращения энергодефицита в Воронежской области и диверсификации источников энергии.

Внедрение использования ВИЭ в Воронежской области позволит обеспечить надежное, устойчивое и долгосрочное энергообеспечение экономического развития Воронежской области, а также позволит снизить примерно на 30 % использование традиционных энергоносителей. Это будет способствовать вовлечению инновационных наукоемких технологий и оборудования в энергетическую сферу Воронежской области.

Возобновляемые источники энергии могут быть применены к удаленным от сети автономным сельскохозяйственным объектам малой мощности.

Экономия дизельного топлива при использовании ветроэнергетической установки совместно с дизельными станциями может составлять до 79 %. Экономия твердого топлива при использовании ВИЭ совместно с традиционными печами может составлять до 42 %.

В Воронежской области среднегодовая скорость ветра – 3,3-5,2 м/с, природный ветроэнергетический потенциал на высоте 40 м над подстилающей поверхностью составляет 250-420 Вт/м². Наиболее высокий ветроэнергетический потенциал (технический потенциал - 494 МВт·ч) в Таловском и Бутурлиновском районах Воронежской области. Использование ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ) целесообразно при среднегодовой скорости ветра не ниже 4 м/с.

Таблица 55 - Список генерирующего оборудования, запланированного к вводу, демонтажу, модернизации и перемаркировке с высокой вероятностью реализации на электростанциях Воронежской области в 2018–2023 годы, МВт

№ п/п	Стационарный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип ввода/ Демонтаж/ Перемаркировка	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	10 ПГУ(Т)	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	новое строительство	223					
2	2 ВВЭР-1200 (энергоблок №7)	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	новое строительство	1 195,4					
3	4 ПТ-30-90									
4	5 ПТ-30-90				-30		-30			
5	6 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	окончательный демонтаж	-30		-30			

В Воронежской области в качестве пилотных образцов рекомендуется:

- использование ВЭУ мощностью до 2 кВт для индивидуального пользования;
- использование ВЭУ мощностью до 30 кВт для фермерских хозяйств;
- строительство ветроэлектростанции (район Каменной степи Таловского муниципального района) мощностью 10 МВт с использованием 25 ВЭУ мощностью 0,4 МВт каждая.

Продолжительность солнечного сияния в Воронежской области распределяется довольно равномерно, постепенно увеличиваясь с северо-запада на юго-восток в среднем на 200 часов от 1820 до 2020 часов в год.

Использование солнечных коллекторов эффективно для любого муниципального образования Воронежской области, также целесообразно применение низкотемпературных гелиоустановок коллекторного типа для горячего водоснабжения в быту (животноводческие фермы), промышленности и сельском хозяйстве, в теплоснабжении и кондиционировании жилых и общественных зданий.

Суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы Воронежской области оцениваются в 1000 ГВт·ч, полная мощность водотоков – 109 МВт. Оценка гидроэнергетических ресурсов была проведена в 1967 году, в настоящее время накоплены новые данные по стоку рек, уточнено количество малых рек и их протяженность, обновлены топографические карты. С учетом этих данных возникает необходимость в уточнении гидроэнергетических ресурсов Воронежской области.

Приближенная оценка энергии поверхностного стока Воронежской области равна 1,86 млрд кВт·ч, или 1860 ГВт·ч. Мощность поверхностного стока оценивается в 212 МВт. Валовый гидроэнергетический потенциал руслового стока оценивается около 1,2 млрд кВт·ч в год при мощности в 137 МВт.

Частично потребность в диверсификации первичных энергетических ресурсов для выработки электрической энергии может быть покрыта путем строительства малых гидроэлектростанций.

Наибольшим гидроэнергетическим потенциалом обладают водотоки Дона (51200 кВт, 448512 МВт·ч/год), Хопра (8093 кВт, 78227 МВт·ч/год), Битюга (5853 кВт, 51272 МВт·ч/год), Воронежа (5500 кВт, 48180 МВт·ч/год), Толучеевки (5013 кВт, 43914 МВт·ч/год), Елани (2516 кВт, 22040 МВт·ч/год), Богучарки (2145 кВт, 18790 МВт·ч/год).

Наиболее приемлемыми концептуальными подходами по использованию ВИЭ для энергообеспечения сельскохозяйственных потребителей Воронежской области являются:

- применение различных видов ВИЭ в случае, если их использование позволяет обеспечить гарантированное и качественное энергообеспечение отдельных потребителей, например, использование древесных отходов в виде брикетов (гранул) и лузги в виде пеллет (в 2009 году производство составило около 2 тыс. т или 1200 т у.т., ежегодный потенциал оценивается от 12 тыс. т, или 7200 т у.т.) - потенциал для сжигания в огневых печах или котельных, работающих на привозном угле;
- сочетание различных видов возобновляемых источников энергии с учетом конкретных условий и концентрации энергоисточников и традиционно применяемых источников тепла и электроснабжения бытовых нужд и технологических процессов сельскохозяйственного производства.

Перспективным направлением диверсификации источников энергии является использование отходов сельского хозяйства, птицеводческих и животноводческих хозяйств в качестве биотоплива в целях одновременного производства электрической и тепловой энергии, а также удобрений.

Также целесообразно использование биогазовых установок на транспортных предприятиях. Так, на железнодорожном транспорте внедрен сбор фекалий в резервуары, установленные в вагонах, что приводит к необходимости их регулярной эвакуации преимущественно в городские канализации соответствующих железнодорожных узлов. Возможна организация предварительной обработки субстрата в биогазовых реакторах, установленных непосредственно на станциях. Это позволит получать газообразное топливо для стационарных нужд, сократить количество специализированного автотранспорта, задействованного на эвакуации, уменьшить загрязнение окружающей среды. При совершении одного рейса потенциал выработки из эвакуированных фекалий примерно составляет 462 кВт·ч электроэнергии и 0,408 Гкал тепловой энергии.

Основными мероприятиями по реализации данного направления являются:

- установка солнечных коллекторов;
- проектирование и строительство ветроэнергетических парков;
- проектирование и строительство ветроэнергетических установок в фермерских хозяйствах;
- создание пилотной биогазовой установки на станциях железнодорожных узлов;
- стимулирование производства пеллет на основе лузги;
- создание пилотной биогазовой установки на сельскохозяйственных предприятиях, птицеводческих и животноводческих хозяйствах;
- оценка гидроэнергетических ресурсов Воронежской области.

9.3. Итоговый перечень объектов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и выше

Итоговый перечень объектов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Воронежской области на период 2019 – 2023 годов для базового и регионального прогнозов развития представлен в таблицах 57 и 58.

Мероприятия по электросетевому строительству и ПА таблицы 58 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и прочее, для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Таблица 56 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2018 году для базового прогноза развития

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2018	СВМ энергоблока №7 НВАЭС.	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018	Проект СипР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
3	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	2018	СВМ энергоблока №7 НВАЭС	ПАО «МРСК Центра»
4	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	-	2018	СВМ ПГУ Воронежской ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»
5	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина. (Ячейка 110 кВ на ПС 220 кВ Латная установлена в 2016 году)	1х25 МВА, 5,1 км	2018	Договор ТП между ООО «Родина» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»
6	Замена на ПС 220 кВ Южная 12 (двенадцати) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	Превышение отключающей способности выключателей расчетного значения тока КЗ	ПАО «ФСК ЕЭС»
7	Замена на ПС 110 кВ ГОО 2 (двух) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	Превышение отключающей способности выключателей расчетного значения тока КЗ	ООО «УК Рудгормаш»
8	Замена на ПС 110 кВ ГПП-1 выключателя 110 кВ В-110 Т-2 на выключатель с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	Превышение отключающей способности выключателей расчетного значения тока КЗ	АО «Воронеж-синтезгазучук»

Таблица 57 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2019–2023 годах для базового прогноза развития

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с увеличением трансформаторной мощности в части установки АТ 220/110 на 30 МВт до 590 МВА и установкой БСК мощностью 109 Мвар	2х250 МВА 2х54,5 Мвар	2022	Проект СиПР ЕЭС России на 2018–2024 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2019	Договор ТП между ПАО «МРСК Центра» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «МРСК Центра»
3	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*	Договор ТП между Департамент строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС» (Срок действия ТУ – 2018 год)	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
4	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	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ	2019	Договор ТП между ООО «Каскадэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
5	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, 1ячейка 110 кВ	2019	Договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»
6	Установка на ПС 220 кВ Придонская АОСН с действием на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Придонская	-	2019	Недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская в период зимних максимальных нагрузок 2019–2023 годы при АО ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется ввод ГАО в объеме 22 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
7	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	-	2019	В режимах летних максимальных нагрузок в период 2019–2023 годы при АО 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 - недопустимое снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется ввод ГАО в объеме 60 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»
8	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой Т-2 мощностью 25 МВА на 63 МВА	40 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП, ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЭнергоПромСистемы» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» и энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» максимальной мощностью 22 МВт	ООО «ЭнергоПромСистемы»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2х16 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП, ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Гомат» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 9,8 МВт	ПАО «МРСК Центра»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019	Анализ загрузки ЦП, ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 2 МВт	ПАО «МРСК Центра»
11	Реконструкция ПС 110 кВ №16 Юго-Западная с заменой трех трансформаторов 2х31,5+40 МВА на два трансформатора 2х63 МВА	2х63 МВА	2019	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016 с фиксацией морального и физического износа трансформаторного оборудования	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Плани- руемый срок реализации	Обоснование	Субъект
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Воронежская до отпавных опор № 120,121 от ВЛ-110-35,36 на ПС 110 кВ № 31 Воля. Перевод питания ПС 110 кВ № 31 Воля, ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ Ступино и ПС 110 кВ Рамонь-2 на вновь построенную ВЛ 110 кВ с обработанием двух ВЛ 110 кВ Воронежская – Краснолесное с отпайкой на ПС Воля № 1,2. Строительство ПС 110 кВ Задонская со строительством отпаяк от ВЛ-110-47,48 **	2х2 км (не менее АС-150), 2 ячейки 110 кВ 2х16 МВА, 2х14 км	2019	Недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110- 35,36. Обеспечение возможности технологического присоединения потребителей в Новоусманском, Рамонском и Верхнехавском муниципальных районах. Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2019 году ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь, Т-1(2) ПС 35 кВ Новожиговинное. Недопустимые токовые загрузки в нормальной схеме ВЛ-35-36, ВЛ-35-89	ПАО «МРСК Центра», ПАО «ФСК ЕЭС»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Хава с заменой двух трансформаторов или строительство нового центра питания (в зависимости от технической возможности и нагрузки, присоединяемой в рамках процедуры ТП) ***	-	2019	Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2019 – 2023 годы ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Верхняя Хава при АО одного трансформатора	ПАО «МРСК Центра»

* С учетом срока реализации объекта.

** Мероприятие подлжит реализации в случае подтверждения планов по технологическому присоединению новых потребителей в объеме не менее 40 МВт, оформленных соответствующими заявками, техническими условиями и договорами на технологическое присоединение.

*** Мероприятие подлжит реализации в случае подтверждения планов по технологическому присоединению новых потребителей в объеме не менее 5 МВт, оформленных соответствующими заявками, техническими условиями и договорами на технологическое присоединение.

Таблица 58 - Перечень электросетевых объектов, обусловленных заявками на ТП и присоединяемой нагрузкой в рамках инвестиционных проектов по данным администраций муниципальных районов и рекомендуемых к вводу (реконструкции, перевооружению) в 2019–2023 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство ПС 110 кВ ВОГРЭС (установка трансформаторов 2х63 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110-5 и ВЛ 110-6.	2х63 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 59,17 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 27,760 МВт; – Желдорэнерго - ф-л ООО «Энергопромснаб», 3,9 МВт; – ООО «ГЭК», 1,1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
2	Строительство ПС 220 кВ Воронежсинтезкаучук (установка трансформаторов 2х80 МВА) и строительство заходов ВЛ 220 кВ Южная - Воронежсинтезкаучук и ВЛ 220 кВ Кировская - Воронежсинтезкаучук	2х80 МВА	2021	Заявка в ПАО «ФСК ЕЭС» от АО «Воронежсинтезкаучук», 60 МВт	АО «Воронежсинтезкаучук», ПАО «ФСК ЕЭС»
3	Строительство ПС 110 кВ РВК (установка трансформаторов 2х6,3 МВА) со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ ДСК-Калининская № 1, № 2 (ВЛ-110-21,22)	2х6,3 МВА	2021	Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «РВК Воронеж», 5 МВт	ООО «РВК Воронеж», ПАО «МРСК Центра»
4	Строительство ПС 110 кВ Спутник-2 (установка трансформаторов 2х63 МВА) и строительство ВЛ 110 кВ Спутник-Спутник-2 № 1 и № 2 (2х1 км)	2х63 МВА 2х1 км	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 61,36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 16 шт., 28,63 МВт; – ООО «ГЭК», 1,8 МВт; – ООО «Автогортоталь», 0,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
5	Строительство ПС 110 кВ Балтимор (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Южная-ДСК (ВЛ 110-9)	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15,044 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от Управления заказчика КС Министерства обороны РФ, 15,044 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
6	Строительство ПС 110 кВ Витстрой (установка трансформаторов 2х16 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Латная-Курская 1,2.	2х16 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 15 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – ООО «Витстрой», 15 МВт; – ООО «Сетевая компания Подгорное-2», 18 МВт; – ИП Чурилов Валерий Викторович, 0,52 МВт; – ООО «Донская энергосетевая компания» РТП - 13-2 5,5 МВт, – РТП - 7 5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
7	Строительство ПС 110 кВ Отрадное (установка трансформаторов 2х40 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х40 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 36 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от ООО «Воронежбытстрой» на 36 МВт	ПАО «МРСК Центра»
8	Строительство ПС 110 кВ Отрадное-2 (установка трансформаторов 2х25 МВА). Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х25 МВА	2021	Заявка ПАО «МРСК Центра» в ПАО «ФСК ЕЭС» на 16,63 МВт. Заявка в ПАО «МРСК Центра» от: – МУП «Воронежская горэлектросеть» 85 шт., 24,417 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой», 1 МВт; – ООО «Газпром ТеплоЭнерго», 0,5 МВт; – ООО «Аквилон», 0,7 МВт; – ООО «ВоронежЕвроСтрой МКЖД», 1 МВт	ПАО «МРСК Центра»
9	Строительство ПС 110 кВ ИП М4-Дон (установка трансформаторов 2х40 МВА) Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Колодезная 1, 2	2х40 МВА	2021	Заявка ООО «Индустриальный Парк М4-Дон» в ПАО «МРСК Центра» на 27 МВт	ООО «Индустриальный Парк М4-Дон», ПАО «МРСК Центра»
10	Строительство ПС 110 кВ Александровка. Строительство отпаяк от ВЛ 35,36	2х16 МВА	2019	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Новоусманского муниципального района, 26,5 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Плани- руемый срок реализации	Обоснование	Субъект
11	Строительство ПС 110 кВ Ямное. Строительство отпайки (5 км) от КЛ 110 кВ Подгорное-Студенческая № 1	2х16 МВА, 5 км	2020	Для подключения мощности при реализации инвестиционных проектов по данным Рамонского муниципального района, 28 МВт Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2021 – 2023 года ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Жилпоселковая при АО одного трансформатора с учетом заявки на ТП ООО «ЭСК «Шилово» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»	ПАО «МРСК Центра»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Жилпоселковая с заменой Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х10 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	2021		ООО «ЭСК «Шилово»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Хреновое с заменой Т-1, Т-2 номинальной мощностью 6,3 МВА и 16 МВА на 2х25 МВА	2х25 МВА	2020	Анализ загрузки ЦП. Анализ загрузки ЦП. Превышение в 2020 – 2023 года ДДТН Т-1(2) ПС 110 кВ Хреновое при АО одного трансформатора с учетом приростов нагрузок по данным администрации Бобровского муниципального района	ПАО «МРСК Центра»
14	Установка на ПС 110 кВ №30 Подгорное АОПО ВЛ-110-25, 26 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Ямное, ПС 110 кВ Спутник-2 и ПС 110 кВ Спутник	-	2021	Мероприятие для ввода ПС 110 кВ Ямное, ПС 110 кВ Спутник-2. Недопустимая токовая нагрузка ВЛ-110-25(26) в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы при АО ВЛ-110-26(25) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению транзитов ВЛ-110-27,28 и ВЛ-110-39,40. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется в ввод ГАО в объеме 42 МВт	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Плани- руемый срок реализации	Обоснование	Субъект
15	Установка на ПС 220 кВ Кировская АОПО АТ-1,2 с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Алесандровка и ПС 110 кВ от ВЛ-110-35,36	-	2021	Мероприятие для ввода ПС 110 кВ Отрадное, ПС 110 кВ Отрадное-2, ПС 110 кВ Алесандровка. Недопустимая токовая нагрузка АТ-1(2) ПС 220 кВ Кировская в период летних максимальных нагрузок 2021 – 2023 годы при АТ-2(1) ПС 220 кВ Кировская в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению транзитов ВЛ-110-27,28 и ВЛ-110-39,40. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется в ввод ГАО в объеме 54 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового и регионального прогноза развития энергосистемы Воронежской области представлены соответственно в таблице 59 и таблице 60.

Таблица 59 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового прогноза развития

[illegible]

Таблица 60 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для регионального прогноза развития

[illegible]

Приложение № 1
к схеме и программе
перспективного развития электроэнергетики
Воронежской области на 2019-2023 годы

Таблица 1.1. – Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС по состоянию на 01.01.2018

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение, кВ	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	2007	11
		АТ-2	500/110/10	250	2002	16
2	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	1971	47
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	1984	34
		АТ-1-200	220/110/10	200	1991	27
		АТ-2-200	220/110/10	200	1992	26
3	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 200 МВА	220/110/35	125	1991	27
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	125	1990	28
		Т-1	110/35/10	16	1990	28
		Т-2	110/35/10	16	1987	31
4	ПС 220кВ Латная	АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1971	47
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	1977	41
5	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	1985	33
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	1987	31
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	1985	33
		Т-1	110/35/6	20	1959	59
		Т-2	110/35/6	20	1959	59
		Т-3	110/35/6	20	1960	58
6	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1982	36
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1985	33
7	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1979	39
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1984	34
8	ПС 220 кВ Цементник	Т-1	220/10	40	2012	6
		Т-2	220/10	40	2012	6

Таблица 1.2 – Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2018

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
1	ПС 110 кВ № 2	Т-1	63	2016	2
		Т-2	63	2016	2
2	ПС 110 кВ № 6	Т-1	25	2000	18
		Т-2	32	2003	15
3	ПС 110 кВ № 9 СХИ	Т-1	40	2011	7
		Т-2	40	2012	6

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
4	ПС 110 кВ Центральная	T-1	63	2009	9
		T-2	63	2009	9
5	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	T-1	5,6	1960	58
		T-2	6,3	1964	54
6	ПС 110 кВ № 14 Западная	T-1	31,5	1960	58
		T-2	31,5	1962	56
7	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	T-1	40,5	1987	31
		T-2	40,5	1963	55
		T-3	63	1966	52
8	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	T-1	31,5	1961	57
		T-2	31,5	1963	55
		T-3	40	1976	42
9	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	T-1	6,3	1982	36
		T-2	6,3	1975	43
10	ПС 110 кВ № 20 Северная	T-1	40	2014	4
		T-2	40	2014	4
11	ПС 110 кВ № 21 Восточная	T-1	25	1975	43
		T-2	20	1964	54
		T-3	40	2001	17
12	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	T-1	40	1983	35
		T-2	40	1985	33
		T-3	40	2008	10
13	ПС 110 кВ № 27 РЭП	T-1	32	1971	47
		T-2	32	1971	47
		T-3	63	1987	31
14	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	T-1	25	2015	3
		T-2	25	2015	3
15	ПС 110 кВ № 29 ДСК	T-1	25	1975	43
		T-2	25	1975	43
16	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	T-1	40	1984	34
		T-2	40	2001	17
		T-3	63	2007	11
17	ПС 110 кВ № 31 Воля	T-1	25	1976	42
		T-2	25	1976	42
18	ПС 110 кВ № 32 Никольское	T-1	25	2012	6
		T-2	25	2012	6
19	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	T-1	25	2011	7
		T-2	25	2011	7
20	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	T-1	40	2011	7
		T-2	40	2015	3
21	ПС 110 кВ № 42 Полос	T-1	40	2015	3
		T-2	40	1987	31

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
22	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	Т-1	63	1976	42
		Т-2	63	2015	3
23	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	Т-1	10	2016	2
		Т-2	10	2015	3
24	ПС 110 кВ № 45 Калининская	Т-1	63	1988	30
		Т-2	63	1992	26
25	ПС 110 кВ № 47 Сомово	Т-1	25	1989	29
		Т-2	25	1992	26
26	ПС 110 кВ Панино	Т-1	16	1971	47
		Т-2	16	1975	43
27	ПС 110 кВ Прогресс	Т-1	2,5	1979	39
		Т-2	10	1979	39
28	ПС 110 кВ Рамонь-2	Т-1	25	1992	26
		Т-2	25	1997	21
29	ПС 110 кВ Ступино	Т-1	10	1992	26
		Т-2	6,3	1992	26
30	ПС 110 кВ Комплекс	Т-1	10	1979	39
		Т-2	10	1989	29
31	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	Т-1	16	1974	44
		Т-2	16	1987	31
32	ПС 110 кВ Нижнедевицк	Т-1	16	1978	40
		Т-2	16	1984	34
33	ПС 110 кВ Краснолипые	Т-1	16	1967	51
		Т-2	16	1974	44
34	ПС 110 кВ Ульяновка	Т-1	6,3	1980	38
		Т-2	6,3	1980	38
35	ПС 110 кВ Московское	Т-1	10	1983	35
		Т-2	10	1980	38
36	ПС 110 кВ Верхняя Хава	Т-1	16	1982	36
		Т-2	16	1982	36
37	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	Т-1	6,3	1992	26
38	ПС 110 кВ Новоусманская	Т-1	25	2012	6
		Т-2	25	2012	6
39	ПС 110 кВ Анна	Т-1	25	1983	35
		Т-2	25	1983	35
40	ПС 110 кВ Анна-2	Т-1	16	1978	40
41	ПС 110 кВ Архангельское	Т-1	10	1979	39
		Т-2	10	1987	31
42	ПС 110 кВ Борисоглебск	Т-1	25	1971	47
		Т-2	25	1975	43
43	ПС 110 кВ Большевик	Т-1	6,3	1979	39
44	ПС 110 кВ Восточная-1	Т-1	40	1983	35

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
45	ПС 110 кВ Верхний Карачан	T-1	10	1992	26
		T-2	10	1992	26
46	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	T-2	6,3	1984	34
47	ПС 110 кВ Грибановка	T-1	16	1981	37
		T-2	16	1986	32
48	ПС 110 кВ Докучаево	T-1	10	1975	43
		T-2	10	1975	43
49	ПС 110 кВ Каменка	T-1	10	1990	28
		T-2	10	1977	41
50	ПС 110 кВ Листопадовка	T-1	10	1989	29
		T-2	10	1989	29
51	ПС 110 кВ Народное	T-1	16	1986	32
		T-2	10	2000	18
52	ПС 110 кВ Новохоперск	T-1	10	1975	43
		T-2	16	1983	35
53	ПС 110 кВ Рождество	T-1	6,3	1982	36
54	ПС 110 кВ Таловая-районная	T-1	16	1986	32
		T-2	16	1991	27
55	ПС 110 кВ Терновка	T-1	10	1983	35
		T-2	10	1967	51
56	ПС 110 кВ Химмаш	T-1	16	1976	42
		T-2	16	1974	44
57	ПС 110 кВ Щучье	T-1	6,3	1985	33
		T-2	6,3	1970	48
58	ПС 110 кВ Эртель	T-1	16	2009	9
		T-2	16	1979	39
59	ПС 110 кВ Калач-1	T-1	25	1989	29
		T-2	25	1978	40
60	ПС 110 кВ Калач-2	T-1	16	2007	11
		T-2	16	2007	11
61	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	T-1	16	1971	47
		T-2	16	1975	43
62	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	T-1	6,3	1979	39
		T-2	6,3	1985	33
63	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	T-1	10	1996	22
		T-2	10	1988	30
64	ПС 110 кВ Козловка	T-1	2,5	1980	38
		T-2	6,3	1991	27
65	ПС 110 кВ Филиппенково	T-1	6,3	1988	30
		T-2	6,3	1992	26
66	ПС 110 кВ Воробьевка	T-1	16	1982	36
		T-2	16	1988	30

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
67	ПС 110 кВ Солонцы	Т-1	6,3	1970	48
		Т-2	6,3	1985	33
68	ПС 110 кВ Калачеевская	Т-1	6,3	1990	28
69	ПС 110 кВ Манино	Т-1	16	1981	37
		Т-2	16	1987	31
70	ПС 110 кВ Петропавловка	Т-1	10	1980	38
		Т-2	10	1986	32
71	ПС 110 кВ Верхний Мамон	Т-1	16	1980	38
		Т-2	10	1983	35
72	ПС 110 кВ Нижний Мамон	Т-1	2,5	1980	38
		Т-2	6,3	1991	27
73	ПС 110 кВ Большая Казинка	Т-1	6,3	1985	33
74	ПС 110 кВ Дерезовка	Т-1	6,3	1988	30
75	ПС 110 кВ Осетровка	Т-1	6,3	1989	29
76	ПС 110 кВ Павловск-2	Т-1	25	1986	32
		Т-2	25	1981	37
77	ПС 110 кВ Богучар	Т-1	16	1980	38
		Т-2	16	1996	22
78	ПС 110 кВ с-з Радченский	Т-1	10	1990	28
79	ПС 110 кВ Опорная	Т-1	6,3	2006	12
		Т-2	6,3	2006	12
80	ПС 110 кВ МЭЗ	Т-1	25	1984	34
		Т-2	25	1987	31
81	ПС 110 кВ Давыдовка	Т-1	6,3	1966	52
		Т-2	6,3	1982	36
82	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	Т-1	6,3	1976	42
		Т-2	6,3	1984	34
83	ПС 110 кВ Лискинская	Т-1	10	1988	30
		Т-2	16	1980	38
84	ПС 110 кВ АНП	Т-1	6,3	2009	9
		Т-2	6,3	2009	9
85	ПС 110 кВ Добрино	Т-1	10	1990	28
86	ПС 110 кВ Острогожск-районная	Т-1	40,5	1963	55
		Т-2	40,5	1963	55
87	ПС 110 кВ Коротояк	Т-1	6,3	1966	52
		Т-2	10	1968	50
88	ПС 110 кВ Коршево	Т-1	6,3	1980	38
		Т-2	6,3	1990	28
89	ПС 110 кВ Азовка	Т-1	10	1981	37
90	ПС 110 кВ Шишовка	Т-1	6,3	1968	50
91	ПС 110 кВ Хреновое	Т-1	16	1984	34
		Т-2	6,3	1978	40

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2018), лет
92	ПС 110 кВ Россошь	T-1	16	1975	43
		T-2	16	1979	39
		T-3	40	1984	34
93	ПС 110 кВ Новая Калитва	T-1	6,3	1966	52
94	ПС 110 кВ Старая Калитва	T-1	6,3	1979	39
		T-2	6,3	1979	39
95	ПС 110 кВ Никоноровка	T-1	2,5	1976	42
		T-2	6,3	1985	33
96	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	10	1984	34
		T-2	10	1991	27
97	ПС 110 кВ Кантемировка	T-1	10	1975	43
		T-2	10	1986	32
98	ПС 110 кВ Бугаевка	T-1	16	1988	30
99	ПС 110 кВ Каменка	T-1	16	1993	25
		T-2	16	1993	25
100	ПС 110 кВ Подгорное-районная	T-1	16	1996	22
		T-2	16	1996	22
101	ПС 110 кВ Радуга	T-1	25	2015	3
		T-2	25	2015	3
102	ПС 110 кВ Студенческая	T-1	16	2016	2
		T-2	16	2016	2
103	ПС 110 кВ Северная	T-1	16	2016	2
		T-2	16	2016	2
104	ПС 110 кВ Курская	T-1	10	2015	3
		T-2	10	2015	3

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 01.01.2018

№ п/п	Наименование ВЛ	Протяженность (по трассе), км	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при 25°C, А	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017), лет
1	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (отпайка на Нововоронежскую АЭС)	88,43	3хАСО 480/60	2000	1959	59
2	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	95,56	3хАС 400/51	2000	1972	46
3	ВЛ 500 кВ Бороино – Воронежская	113,3	3хАС 400/51	1960	1972	46
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1	2,24	3хАС-330/43	2000	1974	44
5	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2	1,65	3хАС-330/44	2000	1976	42
6	ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская	334,38	3хАС 330/43	1890	1974	44
7	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	102,5	3хАС 330/43	1960	1976	42
8	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	212,2	3хАС 330/44	2000	1980	38
9	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	149,8	2хАС 240/32	1000	1969	49
10	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1	36,8	АС 300/39	710	1966	52
11	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2	37,22	АС-400/51	710	1987	31
12	ВЛ 220 кВ Донская – Латная	63,2	АС-240/32	605	1971	47
13	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	113,4	АС-400/64	600	1976	42
14	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная	59,3	АСО 240	605	1971	47
15	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая	45,2	АС-400	945	1961	57
16	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая	38,2	АС-400	945	1961	57
17	ВЛ 220 кВ Новая – Южная	35,97	АС-400	825	1982	36
18	ВЛ 220 кВ Новая – Кировская	42,96	АС-400	825	1982	36
19	ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья	74,56	АС-400, АС-500	825	1961	57
	ВЛ 220кВ Овощи Черноземья-Пост-474-тяговая	52,0	АС-500/64	945	1961	57
20	ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая	156,4	АС-500/64	945	1961	57
21	ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров	46,5	АС 300/39	710	1978	40
22	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник	116,7	АС 300/39	710	1972	46
23	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник	100,4	АС 300/40	710	1972	46
24	ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров	46,5	АС-300	710	2008	10
25	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 1	1,9	Тайхан (Корея) CU/XLPE/CWS/FO/AL- FOIL/HDPE 1CX1600SQMM 220KV	825	2015	3
26	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 2	1,92		825	2015	3

Таблица 1.4 – Перечень ЛЭП 110 кВ энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2018

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2018), лет
1	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь	1967	АСО-120	24,1	51
2	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь	1967	АСО-120	24,1	51
3	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 49 с отпайками (ВЛ-110-49)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	16,8	54
4	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 11 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-11)	1964	АС-300, АС-185, АС- 150	21,5	54
5	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 51 с отпайками (ВЛ-110-51)	1971	АС-240, АС-185, АС-120	20,2	47
6	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 52 с отпайками (ВЛ-110-52)	1971	АС-240; АС-150; АС-120	20,2	47
7	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 12 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-12)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	21,5	54
8	ВЛ 110 кВ Воронежская-Отрожка № 50 с отпайками (ВЛ-110-50)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	17,0	54
9	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 1 (ВЛ 110 кВ Грибановка-1)	1982	АС-150	19,2	36
10	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 2 (ВЛ 110 кВ Грибановка-2)	1982	АС-150	19,2	36
11	ВЛ 110 кВ Химмаш – 2	1976	АС-70	2,3	42
12	ВЛ 110 кВ Химмаш – 1	1976	АС-70	2,3	42
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	54
14	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное – районная	1996	АС-185	31,2	22
15	ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировская	1963	АС-150	91,0	55
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	38
17	ВЛ 110 кВ Архангельское – Эртиль	1979	АС-150; АС-120,	56,5	39
18	ВЛ 110 кВ Грибановка – Верхний Карачан	1994	АС-150	18,9	24
19	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка № 2 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-2)	1963	АС-150; АС-95	36,3	55
20	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка № 1 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-1)	1982	АС-150; АС-95	41,5	36
21	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	1974	АС-95	58,8	44
22	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	1964	АС-95	57,4	54
23	ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая – районная с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Бобров –Таловая-районная)	1966	АС-150	58,3	52
24	ВЛ 110 кВ Бобров – Бобров тяговая	1966	АС-150	12,0	52
25	ВЛ 110 кВ Россошь – 2 с отпайками	1964	АС-150	16,4	54
26	ВЛ 110 кВ Россошь – 1 с отпайками	1964	АС-150	16,4	54
27	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 45 (ВЛ-110-45)	1971	АС-300, АС-185	19,2	47
28	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 46 (ВЛ-110-46)	1971	АС-300, АС-185	19,6	47
29	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 41 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	33
30	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 42 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	33
31	ВЛ 110 кВ МЭЗ 1 с отпайками	1966	АС-150; АС-95	14,5	52
32	ВЛ 110 кВ МЭЗ – 2 с отпайками	1966	АС-150; АС-95	14,5	52

33	ВЛ 110 кВ Райновская – 2 с отпайкой	1964	АС-150	26,1	54
34	ВЛ 110 кВ Райновская – 1	1964	АС-150	16,4	54
35	ВЛ 110 кВ Придонская – Журавка – тяговая	1963	АС-150	50,6	55
36	ВЛ 110 кВ Придонская – Бугаевка с отпайкой	1987	АС-150	57,0	31
37	ВЛ 110 кВ Придонская – Евдаково-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская – Евдаково)	1964	АС-150; АС-120,	72,4	54
38	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 10 с отпайками (ВЛ-110-10)	1966	АС-185; АС-95	29,8	52
39	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 9 с отпайками (ВЛ-110-9)	1966	АС-185; АС-95	29,6	52
40	ВЛ 110 кВ Азотная – 1	1980	АС-120	4,8	38
41	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Восточная-1	1983	АС-185; АС-240	5,1	35
42	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская № 21	1987	АС-300	6,1	31
43	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская № 22	1987	АС-300	6,1	31
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	52
45	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1)	1962	АС-150, АС-95	62,4	56
46	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2)	1962	АС-150, АС-95	62,4	56
47	ВЛ 110 кВ Лиски – АНП	1967	АС-185	4,2	51
48	ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково)	1964	АС-150	38,3	54
49	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	1964	АС-300, АС-185, АС - 150	8,5	54
50	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	1964	АС-300, АС-185, АС - 150	8,5	54
51	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски тяговая № 2 (ВЛ 110 кВ Блочная-2)	1963	АС-185	3,5	55
52	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски тяговая № 1 (ВЛ 110 кВ Блочная-1)	1963	АС-185	3,5	55
53	ВЛ 110 кВ Латная – Курская I цепь	2004	АС-150	15,5	14
54	ВЛ 110 кВ Латная – Курская II цепь	2004	АС-150	15,5	14
55	ВЛ 110 кВ Анна – Щучье	1966	АС-120	32,2	52
56	ВЛ 110 кВ Опорная – Богучар	1988	АС-185; АС-120	3,3	30
57	ВЛ 110 кВ Манино – Искра	1993	АС-150	25,7	25
58	ВЛ 110 кВ Опорная – с – з Радченский	1991	АС-185; АС-150	37,0	27
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	52
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	52
61	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Половцево)	1966	АС-150; АС-120,	67,9	52
62	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Нижний Мамон	1981	АЖ-120	12,0	37
63	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-1 – Филиппенково	1966	АС-95	4,6	52
64	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2)	1963	АС-240	64,4	55
65	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1)	1963	АС-240	64,4	55
66	ВЛ 110 кВ Кировская – ГПП – 4 № 44 с отпайкой	1986	АС-240	4,0	32
67	ВЛ 110 кВ Кировская – ГПП – 2 № 43 с отпайкой	1986	АС-240	3,7	32
68	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Казинка	1977	АС-185	25,9	41
69	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27)	1976	АС-185; АС-120	12,8	42
70	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)	1976	АС-185; АС-120	12,8	42
71	ВЛ 110 кВ Кислотная – 1	1988	АС-150	6,3	30
72	ВЛ 110 кВ Кантемировка – Журавка – тяговая	1963	АС-150	15,9	55
73	ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1	1978	АС-185	36,1	40

74	ВЛ 110 кВ Латная – Н. Ведуга № 30 с отп.	1975	АС-120; АЖ-120	54,3	43
75	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 1 с отп.	1994	АС-240	16,0	24
76	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 2 с отп.	1994	АС-240	23,7	24
77	ВЛ 110 кВ Южная – ВШЗ № 34 с отпайкой	1987	АС-150	1,6	31
78	ВЛ 110 кВ Придонская – Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	1978	АС-185	50,6	40
79	ВЛ 110 кВ Кировская – Московское № 1 с отп.	1976	АС-240, АС-185, АС-120	46,0	42
80	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	1981	АС-240, АС-185, АС-120	90,1	37
81	ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово – Каменка)	1978	АС-95	0,3	40
82	ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс (ВЛ-110-18)	1971	АС-120	17,5	47
83	ВЛ 110 кВ Щучье – Эртиль	1966	АС-120	31,8	52
84	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Архангельское (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Архангельское)	1979	АС-150	67,4	39
85	ВЛ 110 кВ Панино – Прогресс (ВЛ-110-37)	1971	АС-120	11,0	47
86	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Листопадовка (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Листопадовка)	1994	АС-150	38,2	24
87	ВЛ 110 кВ Нижний Мамон – Петропавловка	1979	АЖ-120	37,0	39
88	ВЛ 220 кВ Придонская – Великооцкая	1982	АС-300	73,8	36
89	ВЛ 110 кВ Лиски – Добрино	1990	АС-120	29,5	28
90	ВЛ 110 кВ Верхняя Хава – Панино (ВЛ-110-20)	1995	АС-150	44,4	23
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	30
92	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1)	1963	АС-185	47,6	55
93	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 2 с отпайками (ВЛ 10 кВ Лискинская-2)	1963	АС-185; АС-95	47,7	55
94	ВЛ 110 кВ Лиски – Острогожск-районная с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожская-2)	1967	АС-185; АС-95	57,9	51
95	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь – 2 № 47 с отп.	1975	АС-150; АС-95; АС-70	35,3	43
96	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь – 2 № 48 с отп.	1975	АС-150; АС-95; АС-70	36,3	43
97	ВЛ 110 кВ Южная – Московское № 2 с отп.	1976	АС-240; АС-120	43,7	42
98	ВЛ 110 кВ Острогожск-районная – АНП с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожск – АНП)	1967	АС-185, АС-120, АС-95	53,7	51
99	ВЛ 110 кВ Павловская – 1	1973	АС-150; АС-95	70,6	45
100	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 31	1984	АС-185	5,0	34
101	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 32	1984	АС-185	5,0	34
102	ВЛ 110 кВ Анна – Анна – 2 (ВЛ 110 кВ Анна-3)	1994	АС-150	4,0	24
103	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Таловая-тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Таловая-тяговая)	1967	АС-150	44,4	51
104	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	1979	АС-185; АС-95	70,7	39
105	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	1963	АС-95	69,6	55
106	ВЛ 110 кВ Павловская – 2	1973	АС-150; АС-95	70,6	45
107	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калач-2	1983	АС-150	12,4	35
108	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калачеевская	1989	АС-150	13,1	29
109	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филипенково с отпайками (ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково)	1966	АС-95	74,2	52
110	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Верхний Мамон	1980	АС-185	71,5	38
111	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Манино	1987	АС-240	34,7	31
112	ВЛ 110 кВ Дружба от ПС 500 кВ Воронежская	2004	АС-95	7,0	14
113	ВЛ 110 кВ Южная – Жилпоселковая № 38 с отп.	1987	АС-150; АС-95	24,4	31
114	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3)	1983	АС-240	51,1	35
115	ВЛ 110 кВ Таловая-тяговая – Таловая-районная	1986	АС-150	8,4	32
116	ВЛ 110 кВ Азотная – 2	1980	АС-120	5,1	38

117	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево)	1966	АС-150	47,6	52
118	ВЛ 110 кВ Каменка – Подгорное -тяговая	1964	АС-150	44,7	54
119	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка – 1	1963	АС-150	4,7	55
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	35
121	ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка с отпайкой на ПС Богучар (ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка)	1978	АС-185; АС-95	28,1	40
122	ВЛ 110 кВ Кировская – Краснолесное №35 с отп.	1981	АС-240, АС-185, АС-150, АС-95	47,0	37
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	34
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	34
125	ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	1964	АС-150	40,3	54
126	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Калачеевская	1989	АС-150	39,9	29
127	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Осетровка	1978	АС-120	24,8	40
128	ВЛ 110 кВ Анна – 2 – Таловая-районная	1998	АС-150	64,6	20
129	ВЛ 110 кВ Латная – Комплекс №29 с отп.	1975	АС-120; АЖ-120	74,9	43
130	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК № 14 с отпайками (ВЛ-110-14)	1969	АС-240; АС-120	5,4	49
131	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК №13 с отпайками (ВЛ-110-13)	1969	АС-240; АС-120	5,4	49
132	ВЛ 110 кВ Верхний Карачан – Листопадовка	1993	АС-150	24,1	25
133	ВЛ 110 кВ ДСК – Западная №6А (ВЛ-110-6А)	1988	АС-240	2,3	30
134	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК № 7 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-7)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	19,0	57
135	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №8 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-8)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	19,2	57
136	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Западная № 6 с отпайками (ВЛ-110-6)	1959	АС-240 АС-185	13,5	59
137	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – ДСК №5 с отпайками (ВЛ-110-5)	1959	АС-240 АС-185	16,0	59
138	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 3 № 19	1975	АС-240	7,0	43
139	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 2 № 15	1966	АС-240	8,0	52
140	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 4 №16 с отпайкой	1966	АС-240	7,0	52
141	ВЛ 110 кВ Кислотная – 2	1988	АС-150	6,3	30
142	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)	1975	АС-240	21,4	43
143	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	1975	АС-240	21,6	43
144	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная № 4 (ВЛ-110-4)	1959	АС-240	11,7	59
145	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная № 3 с отпайками (ВЛ-110-3)	1959	АС-240, АС-150, АС-95	41,3	59
146	ВЛ 110 кВ Острогжск – Краснолипые №17 с отп.	1968	АС-120; АС-95	51,1	50
147	ВЛ 110 кВ Докучаево – 1	1974	АС-95; АС-120	25,7	44
148	ВЛ 110 кВ Докучаево – 2	1993	АС-240	29,0	25
149	ВЛ 110 кВ Хохольская цепь 1	1988	АС-150	15,6	30
150	ВЛ 110 кВ Хохольская цепь 2	1988	АС-150	15,6	30
151	ВЛ 110 кВ Колодезная-1	2004	АС-95	16	14
152	ВЛ 110 кВ Колодезная-2	2004	АС-95	16	14
153	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 1	2010	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	1,7	8
154	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 2	2010	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	1,7	8
155	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 1	2013	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	3,4	5
156	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 2	2013	2XS(FL)2Y+1x630RM/95 64/110	3,4	5
157	КЛ Подгорное – Студенческая № 1	2015	ПвПу2г 1x630гж/95ов-64/110	6,1	3
158	КЛ Подгорное – Студенческая № 2	2015	ПвПу2г 1x630гж/95ов-64/110	6,1	3

Таблица 1.5 – Перечень потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2018.

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
Воронежский участок				
1	ПС 110 кВ АВИО	ПАО «ВАСО»	T-1	25
2			T-2	25
3	ПС 110 кВ ГОО	ООО «УК Рудгормаш»	T-1	16
4			T-2	25
5	ПС 110 кВ ВЗР	ООО «ВЗЭ Экспорт»	T-1	40
6			T-2	32
7	ПС 110 кВ № 17 КБХА	ОАО «КБХА»	T-1	63
8			T-2	63
9	ПС 110 кВ ППС	ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт»	T-1	10
10			T-2	10
11	ПС 110 кВ Строительная	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
12	ПС 110 кВ Жилпоселковая	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
13			T-2	10
14	ПС 110 кВ ГПП-1	АО «Воронежсинтезкаучук»	T-1	31,5
15			T-2	31,5
16	ПС 110 кВ ГПП-2	АО «Воронежсинтезкаучук»	T-1	32
17			T-2	32
18	ПС 110 кВ ГПП-3	АО «Воронежсинтезкаучук»	T-1	32
19			T-2	32
20	ПС 110 кВ ГПП-4	АО «Воронежсинтезкаучук»	T-1	25
21			T-2	25
22	ПС 110 кВ ЗАК	ООО «ЭнергоПромСистемы»	T-1	40
23			T-2	25
24	ПС 110 кВ Воронежстальмост	ЗАО «Воронежстальмост»	T-1	6,3
25			T-2	6,3
26	ПС 110 кВ №48 Дружба	ОАО «Видеофон»	T-1	25
27			T-2	25
28	ПС 110 кВ Жилзона	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	25
29			T-2	25
30	ПС 110 кВ Заводская	ООО «Бунге СНГ»	T-1	10
31			T-2	10
32	ПС 110 кВ Подгорная-2	ООО «Стройинвест Лайн»	T-1	25
33			T-2	25
34	ПС 110 кВ Отрожка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
35			T-2	40
36	ПС 110 кВ Колодезная- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
37			T-2	40
38	ПС 110 кВ Коминтерновская	ООО «Крона»	T-1	40
39			T-2	31,5
40			T-3	31,5
41	ПС 110 кВ Индустриальная	АО «ВИНКО»	T-1	40
42			T-2	40
43	ПС 110 кВ Северная	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	16
44			T-2	16

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
Лискинский участок				
45	ПС 110 кВ ЗМЗ	ЗАО «Лискимонтажконструкция»	T-1	16
46			T-2	16
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	МУП «Россошанская горэлектросеть»	T-1	10
48			T-2	10
49	ПС 110 кВ Подгоренский цементзавод	ЗАО «Подгоренский цементник»	T-1	10
50			T-2	10
51	ПС 110 кВ Кислотная	АО «Минудобрения»	T-1	40
52			T-2	40
53	ПС 110 кВ Азотная	АО «Минудобрения»	T-1	63
54			T-2	63
55	ПС 110 кВ НС-8	ПАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
56			T-2	6,3
57	ПС 110 кВ Лиски-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40,5
58			T-2	40
59			T-3	40
60	ПС 110 кВ Острогожск- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
61			T-2	40
62	ПС 110 кВ Журавка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
63			T-2	40
64	ПС 110 кВ Райновская- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
65			T-2	40
66	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
67			T-2	40
68	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
69			T-2	40
70	ПС 110 кВ Строительная НВАЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
71			T-2	10
72	ПС 110 кВ Сергеевка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
73			T-2	40
Борисоглебский участок				
74	ПС 220кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
75			T-2	40
76	ПС 110 кВ НС-7	ПАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
77			T-2	6,3
78	ПС 110 кВ Байчурово- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
79			T-2	40
80	ПС 110 кВ Поворино- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
81			T-2	20
82	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
83			T-2	40
84	ПС 110 кВ Елань Колено- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
85			T-2	40
86	ПС 110 кВ Половцево- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
87			T-2	20
Калачеевский участок				

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
88	ПС 110 кВ Павловск-2	ОАО «ПавловскНеруд»	T-1	25
89			T-2	25
90	ПС 110 кВ Павловск-4	ОАО «ПавловскНеруд»	T-1	40
91			T-2	16
92			T-3	16
93			T-4	40

Таблица 1.6 – Перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2018

№ 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

Принятые сокращения

АТ – автотрансформатор;
 АО – аварийное отключение;
 АОДС – автоматика опережающего деления сети;
 АОПО – автоматика ограничения перегруза оборудования;
 АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
 АЭС – атомная электростанция;
 БСК – батарея статических конденсаторов;
 В – выключатель;
 ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
 ВЛ – воздушная линия;
 ВРП – валовый региональный продукт;
 ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
 ГВС – горячее водоснабжение;
 ЕЭС – единая энергетическая система;
 кВт – киловатт;
 кВт×ч – киловатт в час;
 КЛ – кабельная линия;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МВА – мегавольтампер;
 Мвар – мегавар;
 МВт – мегаватт;
 МКП – муниципальное казенное предприятие;
 МУП – муниципальное унитарное предприятие;
 НПО – научно-производственное объединение;
 ОКВЭД – общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
 ОРУ – открытое распределительное устройство;
 ОЭС – объединенная энергетическая система;
 ПГУ – парогазовая установка;
 ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
 ПА – противоаварийная автоматика;
 ПС – подстанция;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 РПН – регулирование под нагрузкой;
 РУ – распределительное устройство;
 СВ – секционный выключатель;
 сек. – секция шин;
 СМР – строительно-монтажные работы;
 СШ – система шин;
 т у.т. – тонна условного топлива;
 ТКЗ – ток короткого замыкания;
 ТТ – трансформатор тока;
 ТП – технологическое присоединение;
 ТУ – технические условия;
 ТЭС – тепловая электростанция;
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
 уч. – участок;
 ЦП – центр питания;
 ШСВ – шиносоединительный выключатель;
 $I_{\text{адтн}}$ – аварийно допустимый ток нагрузки;
 $I_{\text{длтн}}$ – длительно допустимый ток нагрузки;
 $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток.

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019-2023 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

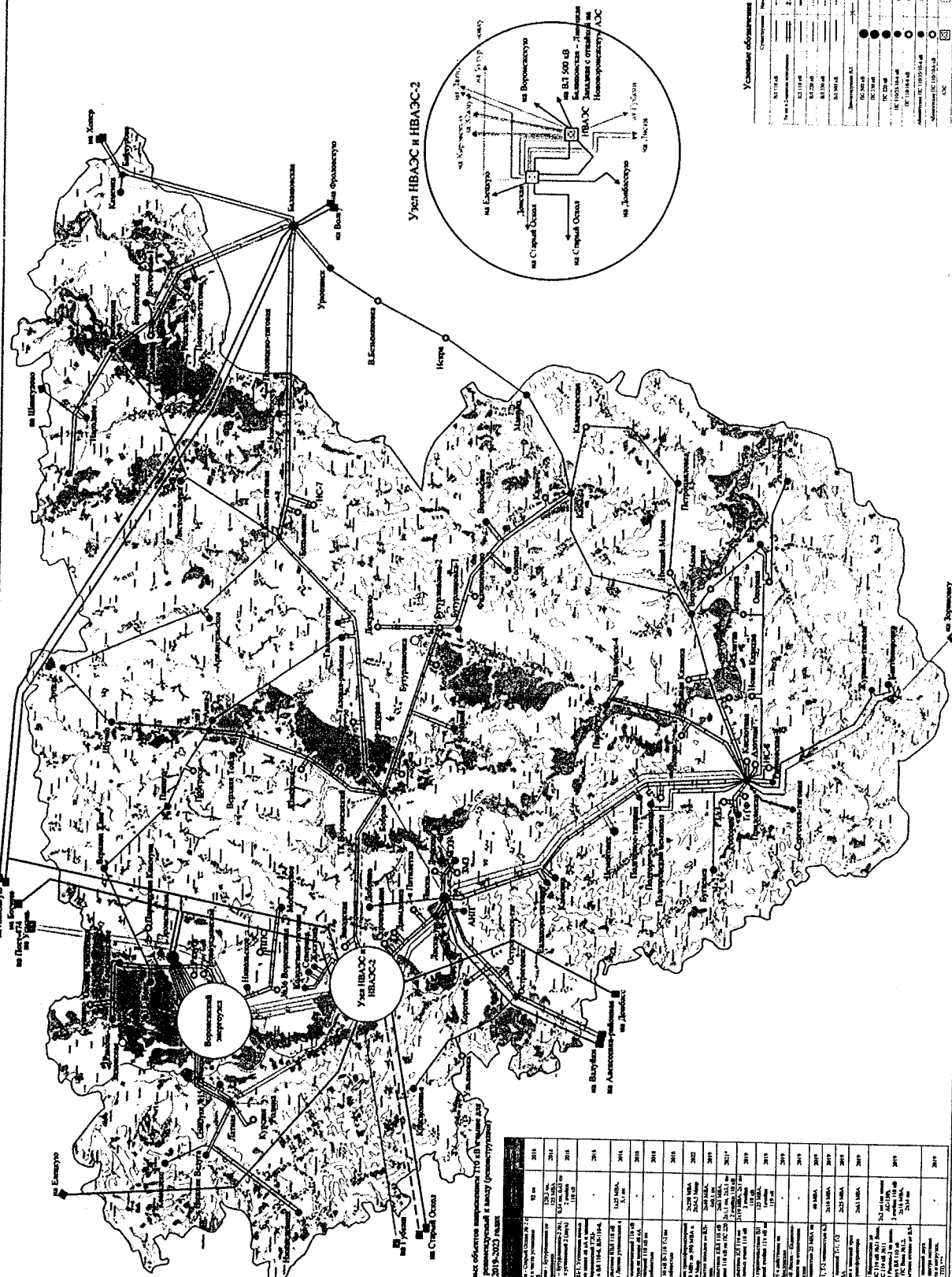
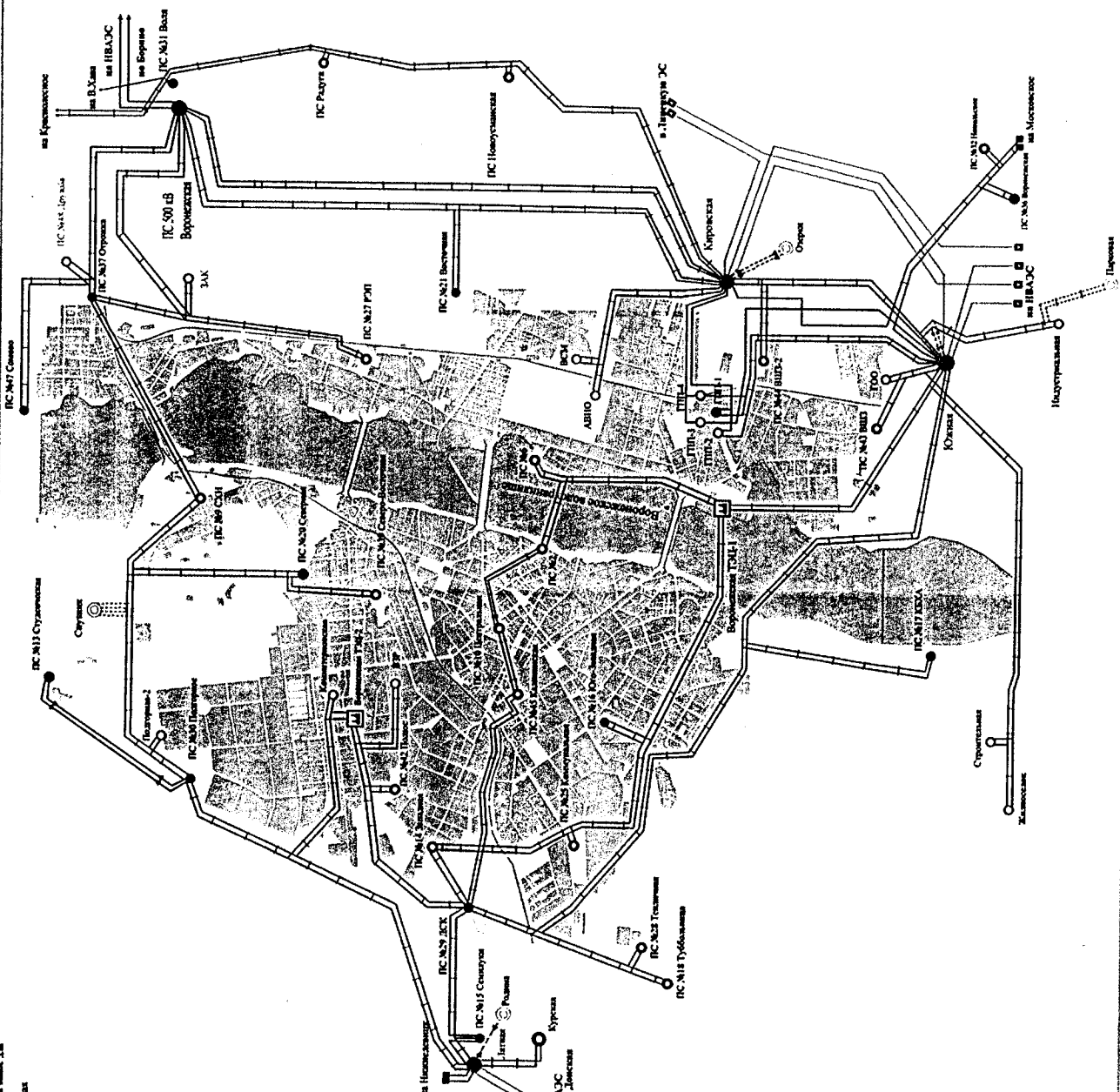
[illegible]

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019-2023 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОДАСТАЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА ВОРОНЕЖА
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

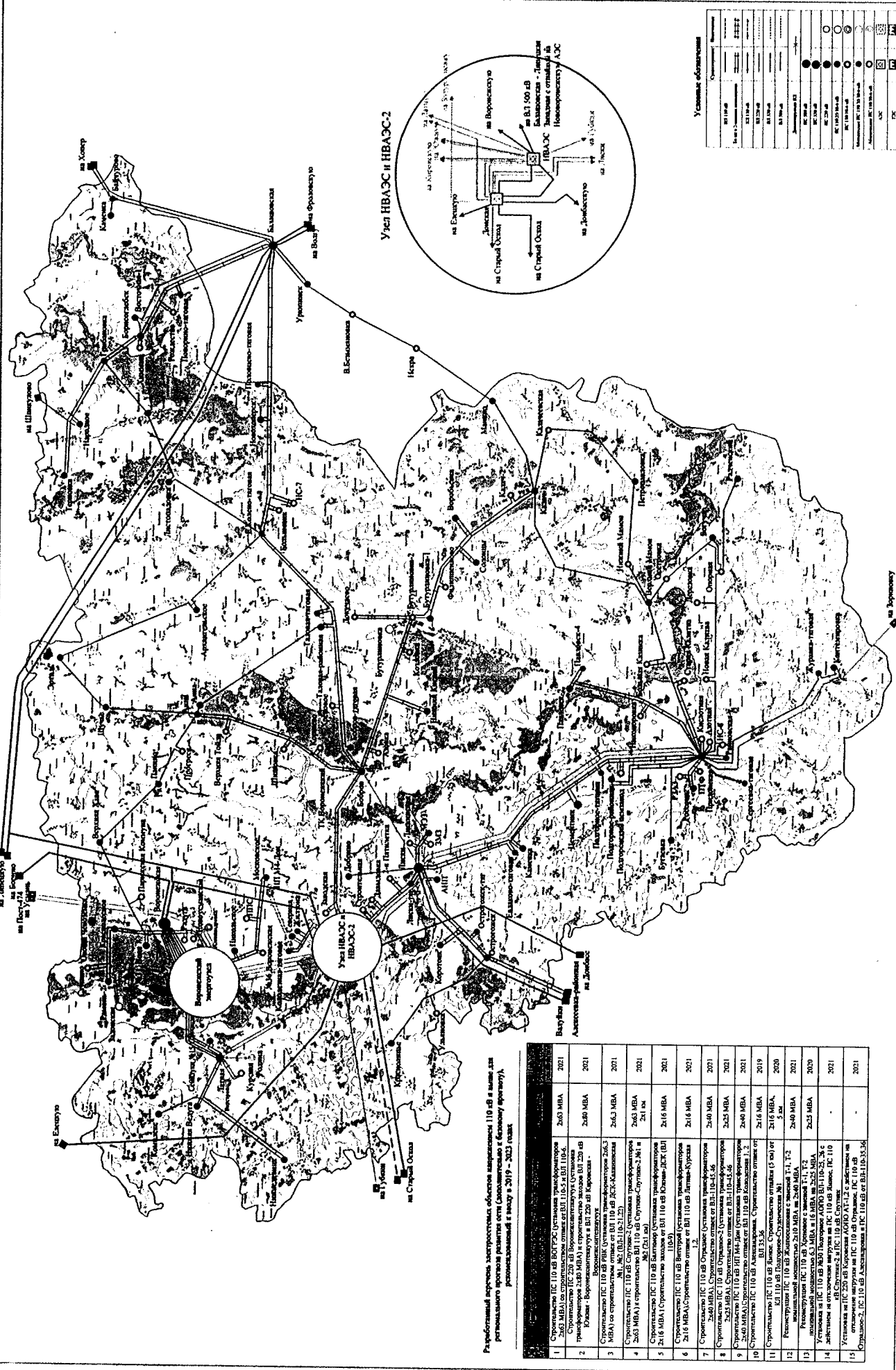
Разработчик: «Воронежэнерго» - дочернее общество «Воронежэнерго» 110 кВ и выше, 2019-2023 гг.

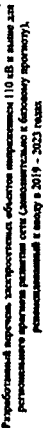
Ресурсный баланс		Ресурсный баланс	
Вид ресурса	Единица измерения	Вид ресурса	Единица измерения
1. Электроэнергия	МВт.ч	2. Электроэнергия	МВт.ч
3. Электроэнергия	МВт.ч	4. Электроэнергия	МВт.ч
5. Электроэнергия	МВт.ч	6. Электроэнергия	МВт.ч
7. Электроэнергия	МВт.ч	8. Электроэнергия	МВт.ч
9. Электроэнергия	МВт.ч	10. Электроэнергия	МВт.ч
11. Электроэнергия	МВт.ч	12. Электроэнергия	МВт.ч
13. Электроэнергия	МВт.ч	14. Электроэнергия	МВт.ч
15. Электроэнергия	МВт.ч	16. Электроэнергия	МВт.ч
17. Электроэнергия	МВт.ч	18. Электроэнергия	МВт.ч
19. Электроэнергия	МВт.ч	20. Электроэнергия	МВт.ч
21. Электроэнергия	МВт.ч	22. Электроэнергия	МВт.ч
23. Электроэнергия	МВт.ч	24. Электроэнергия	МВт.ч
25. Электроэнергия	МВт.ч	26. Электроэнергия	МВт.ч
27. Электроэнергия	МВт.ч	28. Электроэнергия	МВт.ч
29. Электроэнергия	МВт.ч	30. Электроэнергия	МВт.ч
31. Электроэнергия	МВт.ч	32. Электроэнергия	МВт.ч
33. Электроэнергия	МВт.ч	34. Электроэнергия	МВт.ч
35. Электроэнергия	МВт.ч	36. Электроэнергия	МВт.ч
37. Электроэнергия	МВт.ч	38. Электроэнергия	МВт.ч
39. Электроэнергия	МВт.ч	40. Электроэнергия	МВт.ч
41. Электроэнергия	МВт.ч	42. Электроэнергия	МВт.ч
43. Электроэнергия	МВт.ч	44. Электроэнергия	МВт.ч
45. Электроэнергия	МВт.ч	46. Электроэнергия	МВт.ч
47. Электроэнергия	МВт.ч	48. Электроэнергия	МВт.ч
49. Электроэнергия	МВт.ч	50. Электроэнергия	МВт.ч
51. Электроэнергия	МВт.ч	52. Электроэнергия	МВт.ч
53. Электроэнергия	МВт.ч	54. Электроэнергия	МВт.ч
55. Электроэнергия	МВт.ч	56. Электроэнергия	МВт.ч
57. Электроэнергия	МВт.ч	58. Электроэнергия	МВт.ч
59. Электроэнергия	МВт.ч	60. Электроэнергия	МВт.ч
61. Электроэнергия	МВт.ч	62. Электроэнергия	МВт.ч
63. Электроэнергия	МВт.ч	64. Электроэнергия	МВт.ч
65. Электроэнергия	МВт.ч	66. Электроэнергия	МВт.ч
67. Электроэнергия	МВт.ч	68. Электроэнергия	МВт.ч
69. Электроэнергия	МВт.ч	70. Электроэнергия	МВт.ч
71. Электроэнергия	МВт.ч	72. Электроэнергия	МВт.ч
73. Электроэнергия	МВт.ч	74. Электроэнергия	МВт.ч
75. Электроэнергия	МВт.ч	76. Электроэнергия	МВт.ч
77. Электроэнергия	МВт.ч	78. Электроэнергия	МВт.ч
79. Электроэнергия	МВт.ч	80. Электроэнергия	МВт.ч
81. Электроэнергия	МВт.ч	82. Электроэнергия	МВт.ч
83. Электроэнергия	МВт.ч	84. Электроэнергия	МВт.ч
85. Электроэнергия	МВт.ч	86. Электроэнергия	МВт.ч
87. Электроэнергия	МВт.ч	88. Электроэнергия	МВт.ч
89. Электроэнергия	МВт.ч	90. Электроэнергия	МВт.ч
91. Электроэнергия	МВт.ч	92. Электроэнергия	МВт.ч
93. Электроэнергия	МВт.ч	94. Электроэнергия	МВт.ч
95. Электроэнергия	МВт.ч	96. Электроэнергия	МВт.ч
97. Электроэнергия	МВт.ч	98. Электроэнергия	МВт.ч
99. Электроэнергия	МВт.ч	100. Электроэнергия	МВт.ч



Условные обозначения

Условные обозначения	
Символ	Наименование
ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ
ВЛ с 2-цепным исполнением	ВЛ с 2-цепным исполнением
КЛ 110 кВ	КЛ 110 кВ
ВЛ 220 кВ	ВЛ 220 кВ
ВЛ 330 кВ	ВЛ 330 кВ
ВЛ 500 кВ	ВЛ 500 кВ
Деконструкция ВЛ	Деконструкция ВЛ
ПС 500 кВ	ПС 500 кВ
ПС 330 кВ	ПС 330 кВ
ПС 220 кВ	ПС 220 кВ
ПС 110/5-6 кВ	ПС 110/5-6 кВ
ПС 110/6-6 кВ	ПС 110/6-6 кВ
Автоматизация	Автоматизация
ПС 110/5-6 кВ	ПС 110/5-6 кВ
ПС 110/6-6 кВ	ПС 110/6-6 кВ
ТЭС	ТЭС



[illegible]

Условные обозначения		Электротехнические обозначения	
	Описание	Обозначение	Символ
ВЛ с 2-проводной системой	ВЛ 110 кВ		
	ВЛ 220 кВ		
	ВЛ 330 кВ		
	ВЛ 500 кВ		
	Двухпроводная ВЛ		
ЛЭП	ЛЭП 500 кВ		
	ЛЭП 330 кВ		
	ЛЭП 220 кВ		
	ЛЭП 110/10 кВ		
	ЛЭП 10/0,4 кВ		

