



БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

ГУБЕРНАТОР БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Белгород

« 25 » апреля 2018 г.

№ 52

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 - 2023 годы

В целях дальнейшего развития энергетического комплекса Белгородской области и в соответствии со статьей 21 Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р **п о с т а н о в л я ю**:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 - 2023 годы.

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Белгородской области от 28 апреля 2017 года № 33 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2018 - 2022 годы».

3. Контроль за исполнением постановления возложить на заместителя Губернатора Белгородской области – начальника департамента экономического развития Белгородской области О.В. Абрамова.

4. Настоящее постановление вступает в силу с 1 мая 2018 года.

Губернатор
Белгородской области



Е. Савченко

**Утверждена
постановлением Губернатора области**

от 25 апреля 2018 года

№ 52

**Схема и программа развития электроэнергетики
Белгородской области на 2019 - 2023 годы**

г. Белгород

Оглавление

Введение	7
1. Общая характеристика Белгородской области	8
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период.....	13
2.1. Диспетчерское управление.....	13
2.2. Генерирующие компании.....	13
2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики.....	14
2.3. Электросетевые компании	14
2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании	15
2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности	15
2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии.....	18
2.7. Динамика изменения максимума нагрузки	21
2.8. Структура установленной электрической мощности.....	22
2.9. Структура выработки электроэнергии.....	23
2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области.....	24
2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона	24
2.11.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	24
2.11.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС.....	26
2.11.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».....	28
2.11.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра»- «Белгородэнерго».....	31
2.11.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций	35
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области.....	41
4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области.....	44
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области.....	44
4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности	45
4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии.....	47

4.4.	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области.....	48
4.5.	Прогноз технологических присоединений.....	48
4.6.	Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы.....	57
5.	Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше.....	66
5.1.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2019 года.....	66
5.1.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	66
5.1.2.	В ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка.....	67
5.1.3.	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород.....	67
5.1.4.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино.....	67
5.1.5.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	67
5.1.6.	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	69
5.1.7.	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	69
5.2.	Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2019 года.....	70
5.2.1.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня.....	70
5.2.2.	В ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка.....	70
5.2.3.	В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород.....	70
5.2.4.	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино.....	71
5.2.5.	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол.....	71

5.2.6. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	73
5.2.7. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	73
5.3. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года	74
5.3.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	74
5.3.2. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород.....	74
5.3.3. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино	74
5.3.4. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	74
5.3.4.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	74
5.3.4.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	75
5.3.5. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	75
5.3.6. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	75
5.3.6.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	75
5.3.6.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	76
5.4. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года	76
5.4.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	76
5.4.2. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород.....	76
5.4.3. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино	76

5.4.4. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	76
5.4.4.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	76
5.4.4.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	77
5.4.5. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород.....	77
5.4.6. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди.....	78
5.4.6.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	78
5.4.6.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области.....	78
6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше	81
7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	81

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 – 2023 годы разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281, Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 277, и протоколом совещания 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 А.Н. Шишкина от 09 ноября 2010 года № АШ-369пр.

Основными целями схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области (далее – СиПРЭ Белгородской области) является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачами формирования СиПРЭ Белгородской области являются:

- анализ решений по развитию электросетевого комплекса всех электросетевых организаций, функционирующих в Белгородской области, предложенных в рамках схемы и программы развития Единой энергетической системы России (далее – СиПР ЕЭС России);
- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов Белгородской энергосистемы по годам на пятилетний период 2019 – 2023 годов;
- анализ балансов мощности и электроэнергии в Белгородской области, предложенных в рамках СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы, для обеспечения баланса между производством и потреблением в Белгородской энергосистеме, в том числе для предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- разработка предложений по развитию распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше всех электросетевых организаций, функционирующих в Белгородской области, в пятилетний период 2019 – 2023 годов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;
- информационное обеспечение деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной

политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схем (программ) территориального планирования и Схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

СиПРЭ Белгородской области сформирована на основании:

- СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы;
- ежегодного отчета АО «СО ЕЭС» о функционировании Единой энергетической системы России;
- предложений системного оператора по развитию магистральных и распределительных сетей, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Белгородской области;
- сведений о заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2018 – 2022 годы, утвержденной постановлением Губернатора Белгородской области от 28 апреля 2017 года № 33;
- комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период 2018 – 2022 годов, разработанной филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» и согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС.

СиПРЭ Белгородской области подлежит к использованию в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

1. Общая характеристика Белгородской области

Белгородская область образована в 1954 году, расположена на юго-западе Российской Федерации, на южных и юго-восточных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, входит в состав Центрально-Черноземного экономического района и Центрального федерального округа Российской Федерации и является приграничной. На юго-западе регион граничит с Украиной, на севере и северо-западе – с Курской, на востоке – с Воронежской областями Российской Федерации. Общая протяжённость границ Белгородской области – около 1150 километров, из них с Украиной – 540 километров.

Площадь области в административных границах составляет 27,1 тыс. кв. км, протяженность с севера на юг – около 190 км и с запада на восток – около 270 км. По сравнению с соседними областями Центрально-Черноземного района Белгородская область больше территории Липецкой области (24,0 тыс. кв. км), но уступает Курской (30,0 тыс. кв. км), Тамбовской (34,5 тыс. кв. км) и Воронежской (52,2 тыс. кв. км) областям. Удельный вес региона в территории России составляет 0,2 процента, в территории Центрального федерального округа –

4,2 процента.

Область расположена на юго-западных и южных склонах Среднерусской возвышенности в бассейнах рек Днепра и Дона, в лесостепной зоне на приподнятой всхолмлённой равнине со средней высотой над уровнем моря 200 м. Самая высокая точка – 277 м над уровнем моря – находится в Прохоровском районе. Самая низкая – в днище долин рек Оскола и Северского Донца. Территория изрезана балками (логами), оврагами, по которым разбросаны дубравы.

Климат умеренно-континентальный с довольно мягкой зимой со снегопадами и оттепелями и продолжительным летом. Средняя годовая температура воздуха изменяется от +5,4 °С на севере до +6,8 °С на юго-востоке. Самый холодный месяц – январь. Безморозный период составляет 155–160 дней, продолжительность солнечного времени – 1800 часов. Почва промерзает и нагревается до глубины 0,5–1,0 м. Осадки неравномерны. Наибольшее их количество выпадает в западных и северных районах области и составляет в среднем 540–550 мм. В восточных и юго-восточных в отдельные годы уменьшается до 400 мм.

Область характеризуется выгодным географическим положением и привлекательна своими недрами, черноземами, экономическим потенциалом и высококвалифицированным кадровым потенциалом. Все это способствует эффективному развитию как межрегиональных, так и внешнеэкономических деловых, торговых и культурных связей. По ее территории проходят стратегически важные железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. Удельный вес дорог с твердым покрытием составляет 91,1 процента, развита система финансово-кредитных, страховых и других организаций, составляющих рыночную инфраструктуру. Область полностью газифицирована.

Областной центр – город Белгород расположен в 695 км к югу от Москвы. Белгород – это крупный промышленный центр с развитым научно-культурным потенциалом.

В состав области входят 9 городских округов, 13 муниципальных районов, 25 городских и 265 сельских поселений. На территории области 11 городов, 18 поселков городского типа и 1575 сельских населенных пункта¹.

Наиболее крупные города:

- Белгород – 391,1 тыс. человек;
- Старый Оскол – 223,4 тыс. человек;
- Губкин – 87,0 тыс. человек;
- Шебекино – 42,5 тыс. человек;
- Алексеевка – 38,4 тыс. человек;
- Валуйки – 34,7 тыс. человек.

На рисунке 1.1 приведена административная карта Белгородской области.

¹ Белгородская область в цифрах. 2017: Крат. стат. сб./Белгородстат. – 2017. – 272 с.



Рисунок 1.1. Административная карта Белгородской области

Численность населения на 1 января 2018 года – 1550,3 тыс. человек, в том числе городского – 1044,9 тыс. человек (67,4 процента), сельского – 505,4 тыс. человек (32,6 процента), плотность населения – 57,2 человек на 1 кв. км.

Среди областей, краев и республик России Белгородская область занимает по территории 67 место, по численности населения – 28 место, в Центральном федеральном округе – соответственно 13 и 4 места.

Белгородская область – высокоразвитый индустриально-аграрный регион, экономика которого опирается на колоссальные богатства недр и уникальные черноземы. В области сосредоточено более 40 процентов разведанных запасов железных руд страны. Выявлены и в разной степени разведаны крупные месторождения бокситов, апатитов, минеральных подземных вод (радоновых и лечебно-столовых), многочисленные месторождения строительных материалов (мела, песка, глин и т.д.). Известны проявления золота, графита и редких металлов. Имеются географические предпосылки для выявления платины, углеводородного сырья и других полезных ископаемых.

Белгородская область входит в число наиболее инвестиционно привлекательных регионов страны, располагает развитой рыночной инфраструктурой.

Через Белгородскую область проходят важнейшие железнодорожные и автомобильные магистрали межгосударственного значения, соединяющие Москву с южными районами России, Украиной и Закавказьем. По ним осуществляются как местные, так и дальние транспортные перевозки. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 700 км, протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием – 6,8 тыс. км, или 93 процента от общей протяженности. Плотность железнодорожных путей общего пользования на 10 тыс. кв. км территории составляет 258 км, плотность

автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием на 1 тыс. кв. км – 251 км. Через территорию области проходят железнодорожные магистрали Москва – Крым, Москва – Донбасс, Сумы – Белгород – Купянск, Купянск – Валуйки – Лиски и др., а также шоссейные дороги, в т.ч. общегосударственного значения Москва – Симферополь.

Приграничное положение области способствует интенсивному развитию внешнеэкономической деятельности. Продукция белгородских организаций поставляется в 74 страны мира, в том числе 64 (86 процентов) – это страны вне СНГ и 10 (14 процентов) – государства – участники СНГ. В эти страны экспортируется железная руда, прокат черных металлов, цемент, стиральные машины, электродвигатели и другая продукция.

В области действуют аэропорт в г. Белгород, имеющий статус международного, а также аэропорт в г. Старый Оскол.

Область является энергодефицитной: 93 процента используемой электроэнергии, 100 процентов природного газа и нефтепродуктов поступает из-за ее пределов.

Промышленное производство является основой экономического потенциала Белгородской области.

Основные отрасли промышленности:

- горнодобывающая промышленность;
- черная металлургия;
- машиностроение и металлообработка;
- производство стройматериалов;
- пищевая промышленность (сахарная и мясомолочная);
- химическая промышленность (производство витаминов, моющих средств).

Социально-экономическое развитие региона во многом определяется сложившимся и функционирующим горно-металлургическим кластером. На его долю приходится почти 34 процента общероссийской добычи железной руды, 33 процента производства железорудных окатышей, 100 процентов горячебрикетированного железа, 6 процентов выпуска готового металлопроката.

Ядро горно-металлургического кластера составляют такие бюджетообразующие крупнейшие предприятия области, как АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК», ОАО «Комбинат КМАруда», АО «Оскольский электрометаллургический комбинат», а также Яковлевский рудник ООО «Металл-групп».

Большую роль в горнодобывающей отрасли имеет и добыча и переработка мела, а также производство цемента, асбоцементных изделий.

Белгородская область входит в десятку регионов России с высоким объемом жилищного строительства. На территории региона производятся практически все строительные материалы. На долю региона приходится 9 процентов цемента в общероссийском объеме.

Ведущими предприятиями обрабатывающих производств являются:

- ЗАО «Старооскольский завод автотракторного электрооборудования им. А.М. Мамонова»;

- ОАО «Оскольский завод металлургического машиностроения»;
- ЗАО «Энергомаш (Белгород) - БЗЭМ»;
- ЗАО «Борисовский завод мостовых металлоконструкций»;
- ЗАО Гормаш (Белгородский завод горного машиностроения);
- ОАО «Белгородский абразивный завод»;
- ОАО «Шебекинский машиностроительный завод» и другие.

Данными предприятиями реализуются инвестиционные программы и проекты, предусматривающие внедрение новой техники и прогрессивных технологий, обновление ассортимента, повышение качества выпускаемой продукции, увеличение ее конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках.

Весомый вклад в развитие промышленности вносят такие ведущие предприятия, как ЗАО «Белгородский цемент», ООО «Управляющая компания ЖБК-1», ООО «Индустрия строительства», ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий», ЗАО «Алексеевский молочноконсервный комбинат», ОАО «Белгородский молочный комбинат», ЗАО Молочный комбинат «Авида», ЗАО «Томмолоко», ОАО «Губкинский мясокомбинат», ЗАО «Томаровский мясокомбинат», ОАО «Валуйкисахар», ЗАО «Кондитерская фабрика «Славянка», ОАО «Эфирное» и другие.

Одно из основных богатств Белгородчины – это уникальные черноземы, что определило успешное развитие агропромышленного сектора.

Белгородская область – один из ведущих сельскохозяйственных центров страны, развивающийся по кластерному типу. Наибольшее развитие получило зерноводство, выращивание пшеницы, кукурузы, подсолнечника, сахарной свеклы. В последние годы бурными темпами развивается животноводство и птицеводство.

По производству мяса птицы область занимает первое место в России, что составляет 19 процентов от общероссийского объема. В результате развития отрасли свиноводства область вышла на первое место в России. Доля производства товарной свинины от общероссийского объема составляет более 23 процентов, по производству сахара – 12 процентов, комбикормов – 18 процентов, растительного масла – 10 процентов от общероссийского объема.

Ведущими агропромышленными предприятиями являются:

- по производству мяса птицы: ЗАО «Приосколье», ЗАО «Белая птица», ООО «Белгранкорм»;
- по производству свинины: ГК «Мираторг», ООО «ГК Агро-Белогорье», ОАО «Белгородский бекон», ЗАО «Алексеевский бекон», ООО «Белгранкорм», УХК «ПромАгро», колхоз имени Горина;
- по производству молока: ОАО МК «Авида», ЗАО «Оскольское молоко», ОАО «Молоко Белогорья», ГК «Зеленая Долина»;
- в отрасли растениеводства: ЗАО «Краснояржская зерновая компания», ЗАО «Новооскольская зерновая компания» (ЗАО «Приосколье»), ООО «Агрохолдинг «Ивнянский» (ГК «Мираторг»), ООО «Борисовская зерновая компания», ООО «Красногвардейская зерновая компания», ООО «Прохоровская

зерновая компания» (ООО «ГК Агро-Белогорье»), ООО «Белгородская зерновая компания» (ЗАО «Белая птица»);

– в отрасли овощеводства защищенного грунта: ООО «СПК «Теплицы «Белогорья», ООО «Тепличный комплекс «Белогорье».

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Белгородской области за прошедший пятилетний период

Территорию Белгородской области обслуживает Белгородская энергетическая система, которая входит в состав Объединенной энергетической системы Центра (ОЭС Центра).

Зона охвата централизованным электроснабжением от суммарной площади региона составляет 100 процентов.

2.1. Диспетчерское управление²

Электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Белгородской области с 31 августа 2017 года управляет Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, который входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

Установленная мощность объектов генерации на территории Белгородской области составляет 251 МВт, из них 185 МВт приходится на теплоэлектростанции (ТЭС) и 66 МВт на станции промышленных предприятий (сахарные заводы). Наиболее крупные из этих объектов: Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ «Луч», Губкинская ТЭЦ – филиала ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», Мичуринская ГТ-ТЭЦ – АО «ГТ Энерго».

Электросетевой комплекс Белгородской области образует 393 воздушные линии электропередачи классом напряжения 35-750 кВ общей протяженностью 6568,77 км и 280 трансформаторных подстанций напряжением 35-750 кВ суммарной установленной мощностью трансформаторов 16380,9 МВА.

Выработка электроэнергии на территории Белгородской области в операционной зоне Курского РДУ за 2017 год составила 743,768 млн кВт·ч, потребление – 15 644,674 млн кВт·ч.

Максимум потребления по энергосистеме Белгородской области составил 2220 МВт на 18 часов 00 минут 05 декабря 2017 года.

2.2. Генерирующие компании

Генерирующими компаниями Белгородской области являются:

- Филиал ПАО «Квадра» – «Белгородская генерация»;
- АО «ГТ Энерго».

² По данным электронного ресурса «Системный оператор единой энергетической системы» (http://www.so-cdu.ru/index.php?id=agcy_belgorod).

В эксплуатации генерирующих компаний находится 4 электростанции суммарной электрической мощностью 185 МВт, 5 электростанций находятся в эксплуатации промышленных предприятий (сахарные заводы) региона суммарной электрической мощностью 66 МВт.

2.2.1. Объекты возобновляемой энергетики

На территории Белгородской области реализованы проекты в сфере альтернативной энергетики на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ):

Компания ООО «АльтЭнерго» входит в ООО «ГК Агро-Белогорье»:

- биогазовая станция (БГС) промышленных масштабов «Лучки» в Прохоровском районе (три блочных ТЭЦ) суммарной установленной мощностью 3,6 МВт;

- солнечная электростанция в Яковлевском районе (1320 модулей двух видов: аморфные и поликристаллические, с суммарной активной поверхностью 1230,2 кв. м) установленной мощностью 0,1 МВт;

- ветряная электростанция в Яковлевском районе (пять ветрогенераторов) суммарной установленной мощностью 0,1 МВт.

Компания ООО «Региональная энергетическая компания»:

- БГС «Байцурь» в Борисовском районе суммарной установленной мощностью 0,5 МВт.

В 2017 году на электростанциях ООО «АльтЭнерго» было выработано 21,024 млн кВт·ч электроэнергии.

Электростанции на основе ВИЭ являются объектами распределенной генерации – выдают выработанную электроэнергию в распределительную электрическую сеть филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» на напряжении 0,4 кВ.

2.3. Электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями Белгородской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное предприятие магистральных электрических сетей и филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго».

В зону обслуживания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземного ПМЭС входят Орловская, Курская и Белгородская области.

На территории Белгородской области в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС находится 21 линия электропередачи напряжением 220-750 кВ суммарной протяженностью 858,911 км и 7 подстанций напряжением 330-750 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 8271 МВА.

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» обеспечивает передачу электроэнергии по распределительным сетям 0,4-110 кВ и осуществляет технологическое присоединение новых потребителей. Доля присутствия в электросетевом комплексе Белгородской области превышает 98 процентов, что позволяет говорить о целостности энергосистемы и проводить эффективную

инвестиционную политику, обеспечивая нормальный уровень надежности и качества электроснабжения потребителей.

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» составляет 53 444,978 км, в том числе:

- ЛЭП 110 кВ – 2 436,212 км;
- ЛЭП 35 кВ – 2 737,906 км;
- ЛЭП 0,4-6-10 кВ – 48 270,86 км.

Количество обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» подстанций 35-110 кВ составляет 181 штука общей установленной трансформаторной мощностью 3 570,6 МВА, РП и ТП 6-10 кВ – 13 364 штуки суммарной установленной трансформаторной мощностью 4 143,66 МВА.

2.4. Гарантирующие поставщики и сбытовые компании³

В январе 2018 года на территории Белгородской области на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществляли работу 15 сбытовых компаний, в том числе 1 гарантирующий поставщик электроэнергии (АО «Белгородэнергосбыт»):

- АО «Белгородэнергосбыт»;
- АО «КМА-Энергосбыт»;
- АО «Монокристалл»;
- АО «Первая сбытовая компания»;
- ЗАО «СК Короча»;
- ООО «ВН-Энерготрейд»;
- ООО «ГАРАНТ ЭНЕРГО»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «ГЭСК»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «РГК»;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «СбытЭнерго»;
- ООО «ТранснефтьЭнерго».

2.5. Отчетная динамика потребления электроэнергии и мощности

Отчетная информация по динамике баланса электроэнергии и мощности⁴ за предшествующий 5-летний период на территории Белгородской области приведена в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно и на рисунке 2.1.

³ По данным электронного ресурса АИС «Рынки электроэнергии и мощности» (<http://ais.np-sr.ru/ru/iasen/index.htm>).

⁴ Без учета выработки электроэнергии электростанциями, работающими изолированно от энергосистемы и электростанциями на основе ВИЭ.

Таблица 2.1

Динамика баланса электроэнергии, млн кВт·ч

Показатели	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление электроэнергии	14 807,45	14 906,11	14 889,60	15 215,80	15 644,67
Выработка электроэнергии всеми электростанциями, в т.ч.:	873,20	799,59	740,90	596,60	743,77
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в т.ч.:	733,69	657,92	603,87	444,24	563,58
Белгородская ГТУ ТЭЦ	334,87	324,50	216,72	106,72	232,24
ГТУ ТЭЦ «Луч»	323,29	251,77	306,10	251,67	251,59
Губкинская ТЭЦ	75,53	81,65	81,05	85,86	79,75
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	52,94	50,25	50,76	63,95	68,46
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	52,94	50,25	50,76	63,95	68,46
Электростанции промышленных предприятий	86,57	91,42	86,27	88,41	111,73
Сальдо перетоков	13 934,24	14 106,52	14 148,70	14 619,20	14 900,90
Доля выработки электроэнергии собственных электростанций, %	5,90	5,36	4,98	3,92	4,75

Таблица 2.2

Динамика баланса электрической мощности, МВт

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум потребления	2 116,48	2 178,66	2 134,03	2 219,00	2 220,00
Рабочая мощность электростанций	135,80	135,50	177,14	178,86	173,79
Нагрузка электростанций	122,84	126,43	157,25	127,73	142,29
Получение мощности из других энергосистем (сальдо перетоков)	1 993,64	2 052,23	1 976,78	2 091,27	2 077,71
Дефицит (-) / избыток (+)	-1 980,68	-2 043,16	-1 956,89	-2 040,14	-2 046,21
Доля мощности собственных электростанций, %	6,42	6,22	8,30	8,06	7,83

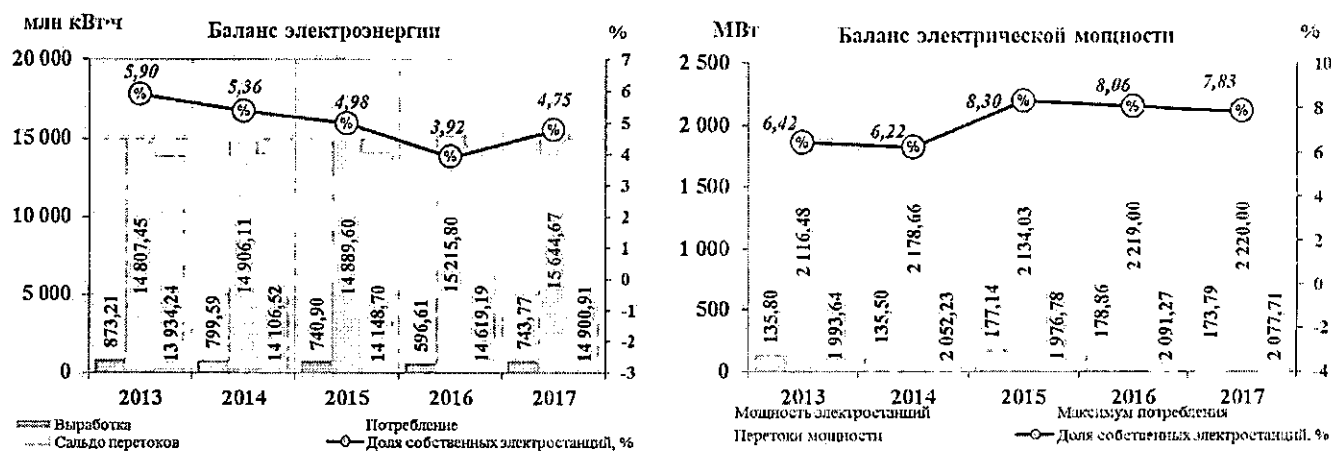


Рисунок 2.1. Динамика баланса электроэнергии и мощности

Анализ отчетного баланса электроэнергии показывает, что прирост потребления электроэнергии в 2017 году по отношению к 2016 году в Белгородской энергосистеме составил 2,82 процента. Среднегодовой прирост потребления электроэнергии в 2013 – 2017 годах составил 0,98 процента.

В таблице 2.3 и на рисунке 2.2 приведена структура потребления электроэнергии на территории Белгородской области по видам экономической деятельности в 2016 – 2017 годах.

Таблица 2.3

Структура потребления электроэнергии

№ п/п	Вид экономической деятельности	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч		Отклонение	
		2017	2016	млн кВт·ч	%
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	892,9	926,2	-33,3	-3,6
2	Добыча полезных ископаемых	5 088,4	4 659,9	428,5	9,2
3	Обрабатывающие производства	4 562,1	4 445,0	117,1	2,6
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1 378,0	1 273,6	104,4	8,2
5	Строительство	114,0	147,2	-33,2	-22,6
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	298,4	291,9	6,5	2,2
7	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности, не вошедшие в вышеперечисленные группировки	1 812,0	1 967,1	-155,1	-7,9
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	1 498,8	1 504,3	-5,5	-0,4
	Всего:	15 644,6	15 215,2	429,4	2,8



Рисунок 2.2. Структура потребления электроэнергии

Выработка электроэнергии собственными электростанциями в 2017 году по отношению к 2016 году увеличилась на 24,67 процента, покрытие электропотребления за счет собственной генерации в 2017 году составило 4,75 процента.

Среднегодовое снижение выработки электроэнергии в 2013 – 2017 годах составило 1 процент.

Белгородская область является энергодефицитной. Основную часть электроэнергии Белгородская область получает из соседних областей по магистральным электрическим сетям:

- из Курской области: по ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Metallургическая и ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская;
- из Воронежской области: по ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1, ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин;
- из Северной энергосистемы Украины (Харьковская область): по ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево, ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки и ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино.

Помимо перечисленных внешние связи энергосистемы Белгородской области образуют также шесть ВЛ 110 кВ, четыре из которых с энергосистемой Курской области (ВЛ 110 кВ Александровка – Ржава, ВЛ 110 кВ Прохоровка – Ржава, ВЛ 110 кВ Губкин – Бекетово, ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово с отпайкой на ПС Губкин (новая площадка) и две с энергосистемой Воронежской области (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск – районная I и II цепи).

Внутри области распределение электроэнергии осуществляется через распределительные электрические сети 110 и 35 кВ от подстанций 750 кВ, 500 кВ и 330 кВ:

1. ПС 750 кВ Metallургическая.
2. ПС 500 кВ Старый Оскол.
3. ПС 330 кВ Белгород.
4. ПС 330 кВ Фрунзенская.
5. ПС 330 кВ Шебекино.
6. ПС 330 кВ Губкин.
7. ПС 330 кВ Лебеди.
8. ПС 330 кВ Валуйки.
9. ПС 330 кВ ГПП ОЭМК.

При этом, ПС 330 кВ Лебеди и ПС 330 кВ ГПП ОЭМК питают только свою собственную нагрузку (нагрузку своих предприятий).

2.6. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии

Белгородская область является высокоразвитым индустриально-аграрным регионом, в котором расположено множество крупных потребителей электроэнергии. В таблице 2.4 представлены данные по наиболее крупным потребителям.

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
Более 100 МВт						
1	АО «Оскольский электрометаллургический комбинат»	г. Старый Оскол	Производство стали и стального сортового проката	3 578,78	425,85	519,93
2	ОАО «Стойленский ГОК»	г. Старый Оскол	Добыча и обогащение железных руд	1 424,99	168,00	162,18
3	ОАО «РЖД»	Белгородская область	Транспорт	206,48	120,32	43,85
4	АО «Лебединский ГОК»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	3 419,15	410,53	397,65
Более 10 МВт						
5	ЗАО «Осколцемент»	г. Старый Оскол	Производство цемента	161,12	15,00	12,57
6	ООО «Белгранкорм»	Ракитянский район	Разведение сельскохозяйственной птицы	59,60	14,94	8,24
7	ЗАО «Белгородский цемент»	г. Белгород	Производство цемента	42,69	36,00	5,81
8	ООО «Металл-груп»	п. Яковлево	Добыча и обогащение железных руд	39,23	35,50	6,26
9	АО «Комбинат КМА-руда»	г. Губкин	Добыча и обогащение железных руд	168,24	33,26	22,07
10	ЗАО «Завод премиксов № 1»	Шебекинский район	Производство премиксов	107,37	30,02	10,40
11	ООО «Белэнергомаш – БЗЭМ»	г. Белгород	Производство стальных металлоконструкций, паровых котлов, металлообработка	68,43	21,00	15,74
12	ЗАО «Свинокомплекс Короча»	с. Погореловка Корочанского района	Производство продуктов из мяса	80,80	19,40	10,45
13	ООО «Белгородский завод сапфиров «Монокристалл»	г. Шебекино	Производство искусственного корунда	124,89	20,00	14,33
14	ЗАО «Приосколье»	Белгородская область	Разведение сельскохозяйственной птицы	66,78	15,69	9,99
15	ПАО «Оскольский завод металлургического машиностроения»	г. Старый Оскол	Обработка металлических изделий с использованием основных технологических процессов машиностроения	41,29	18,00	12,19
16	ОАО «ЭФКО»	г. Алексеевка	Производство растительных и животных масел и жиров	126,27	20,50	18,67
17	ЗАО «Завод нестандартного оборудования и металлоизделий»	г. Белгород	Производство минеральных тепло- и звукоизоляционных изделий	42,14	11,51	6,33

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
18	АО «Старооскольский завод автотракторного электрооборудования»	г. Старый Оскол	Производство электрооборудования для двигателей и транспортных средств	23,97	10,98	5,08
Более 1 МВт						
19	ООО «МПЗ Агро-Белогорье»	Яковлевский район	Производство продуктов из мяса и мяса птицы	45,42	8,03	6,19
20	ООО «Южный полюс» (Сити Молл «Белгородский»)	Белгородский район	Сдача внаем собственного нежилого недвижимого имущества	15,21	8,00	2,47
21	ООО «Белая птица-Белгород»	с. Поляна Шебекинского района	Разведение сельскохозяйственной птицы	42,45	9,98	5,61
22	ОАО «Завод ЖБК-1»	г. Белгород	Производство изделий из бетона для использования в строительстве	11,27	6,50	2,42
23	АО «Корпорация «ГРИНН»	г. Белгород	Розничная торговля в неспециализированных магазинах	29,08	5,60	4,65
24	ОАО «Валуйкисахар» - Филиал Сахарный завод «Ника»	Волоконовский район, п. Пятницкое	Производство сахара	4,26	4,00	0,68
25	ООО «Техсапфир»	г. Белгород	Производство электрических печей	8,38	4,00	1,01
26	ЗАО «Цитробел»	г. Белгород	Производство готовых к употреблению пищевых продуктов и заготовок для их приготовления	6,26	3,60	0,88
27	ОАО «Алексеевский молочноконсервный комбинат»	г. Алексеевка	Производство молочных продуктов	15,81	3,50	2,02
28	ЗАО «Комбинат хлебопродуктов Старооскольский»	г. Старый Оскол	Производство муки из зерновых и растительных культур и готовых мучных смесей и теста для выпечки	21,09	3,32	2,70
29	ЗАО «Кондитерская фабрика «Славянка»	г. Старый Оскол	Производство кондитерских изделий	10,86	3,26	1,89
30	ООО «Пластикс-групп»	г. Белгород	Производство сотового поликарбоната	6,54	3,20	0,88
31	ООО «РИО»	г. Белгород	Предоставление посреднических услуг, связанных с недвижимым имуществом	5,87	3,19	1,05
32	ОАО «Валуйский комбинат растительных масел»	г. Валуйки	Производство рафинированных растительных масел и жиров	10,68	3,00	1,59

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч	Максимум нагрузки (заявл.), МВт	Максимум нагрузки (факт.), МВт
33	АО «Гормаш»	г. Белгород	Производство машин и оборудования для добычи полезных ископаемых и строительства	10,70	2,93	1,79
34	ОАО «Шебекино-мел»	г. Шебекино	Добыча известняка, гипсового камня и мела	7,96	1,72	1,14
35	ООО «Краснояржский сахарник»	п. Красная Яруга	Производство сахара	1,25	1,72	0,26
36	ОАО «Колос»	г. Белгород	Производство хлеба и мучных кондитерских изделий недлительного хранения	8,19	1,65	1,21
37	АО «Сахарный комбинат Большевик»	Грайворонский район, с. Головчино	Производство сахара	1,01	1,51	0,26
38	ОАО «Мелстром»	Белгородский район	Добыча известняка, гипсового камня и мела	6,91	1,26	0,96

2.7. Динамика изменения максимума нагрузки

Отчетные данные по изменению максимума нагрузки за 2013 – 2017 годы энергосистемы Белгородской области приведены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5

Динамика изменения максимума нагрузки в регионе

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	2 116,48	2 178,66	2 134,03	2 219,00	2 220,00
Абсолютный прирост, МВт	-65,00	62,18	-44,63	84,97	1,00
Относительный прирост, %	-3,00	2,94	-2,05	3,98	0,05
Число часов использования максимума нагрузки	6 996	6 842	6 977	6 857	7 049

В 18 часов 00 минут 5 декабря 2017 года при среднесуточной температуре наружного воздуха $-0,2$ °С потребление мощности достигло 2220 МВт, что больше величины предыдущего исторического максимума на 1 МВт, зафиксированного в Белгородской энергосистеме в 18 часов 00 минут 16 декабря 2016 года.



Рисунок 2.3. Динамика изменения максимума нагрузки Белгородской энергосистемы

2.8. Структура установленной электрической мощности⁵

Структура и состав существующих электростанций Белгородской энергосистемы приведены в таблице 2.6, на рисунке 2.4 показана структура установленной электрической мощности на электростанциях по видам собственников и по типам станций.

Таблица 2.6

Электростанции Белгородской энергосистемы

Генерирующая компания (организация)	Электростанция	Количество и мощность генераторов, МВт	Суммарная установленная мощность, МВт	Место расположения
	ВСЕГО:	251	251	
	всего, в т.ч.:		149	
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»	Белгородская ТЭЦ	2×30	60	г. Белгород
	ГТУ ТЭЦ «Луч»	2×30	60	г. Белгород
	Губкинская ТЭЦ	9+2×10	29	г. Губкин
АО «ГТ Энерго»	всего, в т.ч.:		36	
	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	4×9	36	г. Белгород
Промышленные предприятия региона (сахарные заводы)	всего, в т.ч.:		66	
ООО «Русагро-Белгород»	ТЭЦ	6+12	18	г. Валуйки
ООО «Русагро-Белгород» - Филиал «Ника»	ТЭЦ	2×6	12	Волоконовский район
ООО «Дмитротарановский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	Белгородский район
ООО «Краснояржский сахарник»	ТЭЦ	2×6	12	п. Красная Яруга
АО «Сахарный комбинат Большевик»	ТЭЦ	2×6	12	Грайворонский район

⁵ Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

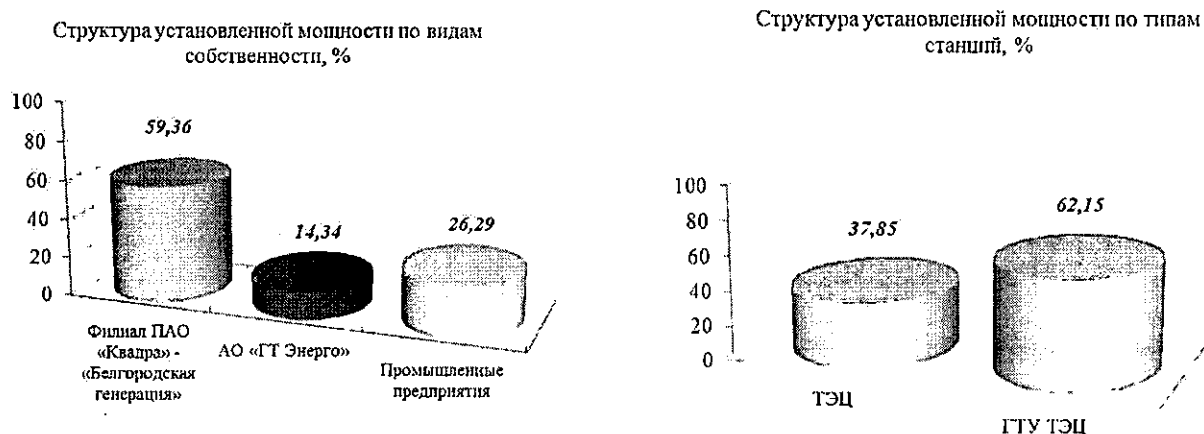


Рисунок 2.4. Структура установленной мощности электростанций Белгородской энергосистемы

За прошедший пятилетний период на территории Белгородской области введено (реконструировано) и выведено из эксплуатации объектов генерации не было.

2.9. Структура выработки электроэнергии⁶

Структура выработки электроэнергии в 2017 году по видам собственности и типам электростанций Белгородской области приведена в таблице 2.7 и на рисунке 2.5.

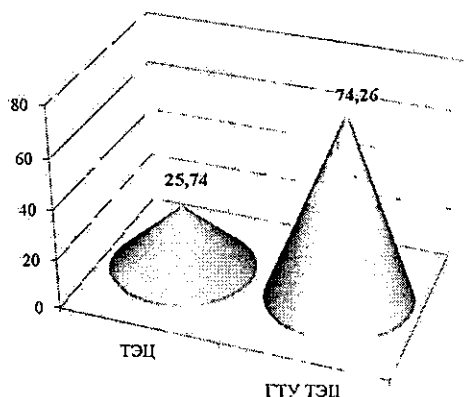
Таблица 2.7

Структура выработки электроэнергии

Показатели	Выработано электроэнергии, млн. кВт·ч	Доля выработки, %
ВСЕГО, в том числе:	743,77	100
Филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», в т.ч.:	563,58	75,77
Белгородская ГТУ ТЭС	232,24	31,22
ГТУ ТЭС «Луч»	251,59	33,83
Губкинская ТЭС	79,75	10,72
АО «ГТ Энерго», в т.ч.:	68,46	9,20
Мичуринская ГТ-ТЭС	68,46	9,20
Электростанции промышленных предприятий, в т.ч.:	111,73	15,02
ТЭС ООО «Русагро - Белгород» (г. Валуйки)	29,55	3,97
ТЭС ООО «Дмитротарановский сахарный завод»	19,50	2,62
ТЭС ООО «Русагро - Белгород» - Филиал «Ника»	28,60	3,85
ТЭС ООО «Краснояржский сахарник»	19,36	2,60
ТЭС АО «Сахарный комбинат Большевик»	14,73	1,98

⁶ Без учёта электростанций мощностью менее 5 МВт, а также работающих изолированно от энергосистемы.

Структура выработки электроэнергии по типам станций, %



Структура выработки электроэнергии по видам собственников, %

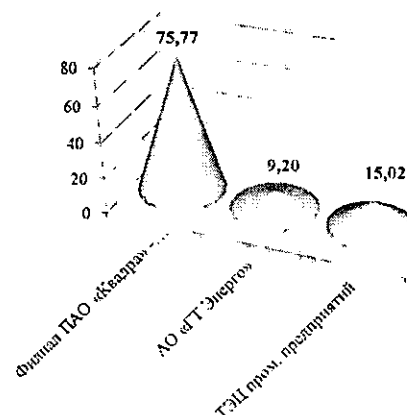


Рисунок 2.5. Структура выработки электроэнергии Белгородской энергосистемы

2.10. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области

Данные по изменению основных показателей энерго- и электроэффективности Белгородской области за период 2013 – 2017 годов приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Основные показатели энерго- и электроэффективности

№ п/п	Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
1	ВРП, млрд. руб.	569,006	619,678	686,357	725,300	774,700
2	Электроёмкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	26,02	24,05	21,69	20,98	20,19
3	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел в год	9 608,36	9 653,59	9 619,23	9 816,01	10 074,49
4	Электровооружённость труда в экономике, тыс. кВт·ч на одного занятого в экономике	19,56	19,17	19,05	19,63	19,04

2.11. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

2.11.1. Основные сведения по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

**Основные сведения по ЛЭП напряжением 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК
ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС**

№	Наименование ВЛ	U _{ном.} , кВ	Год ввода	Протя- женность (полная), км	Протяжен- ность (на балансе ЧПМЭС), км	Тип провода	Протяжен- ность участ- ка по Белго- родской области, км
1	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Металлургическая	750	1982	189,900	189,900	4×АСО 500/64	60,800
2	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	500	1976	102,040	90,514	3×АС 330/43	11,526
3	ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Металлургическая	500	1982	35,500	35,500	3×АС 330/43	35,500
4	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди	330	2015	103,848	95,928	2×АС 300/39	103,848
5	ВЛ 330 кВ Белгород – Шебекино	330	1963	27,170	27,170	2×АС 400/51	48,900
			1995	21,730	21,730		
6	ВЛ 330 кВ Лосево – Шебекино	330	1968	75,700	16,220	2×АС 400/51	38,100
			1995	75,700	21,880		
7	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	330	1969	149,8	126,100	2×АС 240/32	84,900
8	ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Лебеди	330	1965	10,087	10,087	2×АСО 330/39	10,087
9	ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Губкин	330	2016	1,319	1,319	2×АС 330/39	1,319
10	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород	330	2016	2,114	2,114	2×АС 400/51	2,114
11	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1967	185,900	44,600	2×АС 300/39	44,600
12	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на ПС Лосево	330	1968	130,500	43,400	2×АС 400/51	43,400
						2×АС 400/63	
13	ВЛ 330 кВ Metallургическая – Валуйки	330	1999	123,200	123,200	2×АС 500/64	123,200
						2×АС 300/39	
						2×АС 240/32	
14	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 1	330	1984	11,600	10,890	2×АС 500/64	11,600
15	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК 2	330	1984	11,560	10,850	2×АС 500/64	11,560
16	ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол	330	1979	25,830	25,830	2×АС 300/39	25,830
17	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 1	330	1984	18,890	18,190	2×АС 500/64	18,890
18	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК 2	330	1984	18,900	18,200	2×АС 500/64	18,900
19	ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Фрунзенская	330	1964	34,128	34,128	2×АС 300/39	34,128
20	ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская	330	1964	129,500	116,700	2×АС 300/39	71,200
			2000	129,500	12,800		
			2006	0,300	0,300		
21	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	220	1961	110,220	110,220	АС 400/64	46,500

Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

**Сводные данные по ЛЭП 220 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
Чернозёмное ПМЭС**

№	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Общая протяженность, км	Протяженность участка на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС, км	Протяженность участка по Белгородской области, км
1	750	1	189,900	189,900	60,800
2	500	2	137,540	126,014	47,026
3	330	17	1 137,476	781,636	692,576
4	220	1	110,220	110,220	46,500
	Итого:	21	1 575,136	1 207,770	846,902

За период 2013–2017 годов на территории Белгородской области были построены и введены в эксплуатацию 2 новых ВЛ напряжением 330 кВ общей протяженностью 3,433 км (ВЛ 330 кВ Губкин (новая площадка) – Губкин и ВЛ 330 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород).

В 2015 году на территории Белгородской области была завершена реконструкция ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди протяженностью 95,928 км.

**2.11.2. Основные сведения по ПС 330 – 750 кВ филиала
ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС**

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС на территории Белгородской области находятся 7 ПС 330-750 кВ, на которых установлено 30 силовых (авто-) трансформаторов высшим классом напряжения 35-750 кВ суммарной установленной мощностью 8271 МВА. Данные по силовым (авто-) трансформаторам 35-750 кВ и ПС 330-750 кВ приведены в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11

ПС 330 – 750 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 21.06.2017	$K_{загр}$, %	Загрузка, МВА 20.12.2017	$K_{загр}$, %
1	Металлургическая	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1982	56,0	28,0	62,0	31,0
		АТ-2	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	56,0	28,0	65,0	32,5

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 21.06.2017	К _{загр} , %	Загрузка, МВА 20.12.2017	К _{загр} , %
		АТ-3	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1984	0,0	0,0	466,0	46,6
		АТ-4	3хАОДЦТН-333000/750/330/15	999	1987	686,0	68,7	442,0	44,2
		АТ-5	3хАОДЦТН-417000/750/500/10	1251	1986	318,0	25,4	383,0	30,6
2	Старый Оскол	АТ-1	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1979	56,0	11,2	118,0	23,6
		АТ-2	3хАОДЦТН-167000/500/330/35	501	1976	56,0	11,2	118,0	23,6
		АТ-3	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1987	173,0	69,2	158,0	63,2
		АТ-4	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	1993	173,0	69,2	158,0	63,2
		АТ-5	АТДЦТН-250000/500/110/35	250	2017		0,0		0,0
3	Белгород	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1969	0,0	0,0	0,0	0,0
		АТ-2	АТДЦТН-135000/330/110/35	135	1964	47,0	34,8	52,0	38,5
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/10	200	1974	100,0	50,0	114,0	57,0
		3Т	ТДН-15000/35/6	15	1964	0,0	0,0	0,2	1,6
	4Т	ТДН-15000/35/6	15	1964	2,2	14,4	2,6	17,6	
	Белгород (новая площадка)	АТ-1	АТДЦТН-250000/330/110/10	250	2016	32,0	12,8	0,0	0,0
4	Валуйки	АТ-1	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1997	30,0	15,0	62,0	31,0
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	68,0	34,0	63,0	31,5
		3Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013	9,8	39,2	11,8	47,0
		4Т	ТДТН-25000/35/10/6	25	2013	9,9	39,5	10,8	43,2
		5Т	ТДН-40000/110/10	40	2013		0,0		0,0
5	Губкин	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	1964	43,0	34,4	43,0	34,4
		АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110/35	125	1964	108,0	86,4	43,0	34,4
		АТ-3	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1980	82,0	41,0	102,0	51,0
		АТ-4	АТДЦТН-200000/330/110/35	200	1982	0,0	0,0	102,0	51,0
	Губкин (новая площадка)	АТ-2	АТДТН-200000/330/110/10	200	2016	0,0	0,0	0,0	0,0
		АТ-1	АТДТН-200000/330/110/10	200	2017		0,0		0,0
6	Фрунзенская	АТ-1	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2008	132,0	67,7	139,0	71,3
		АТ-2	АТДЦТН-195000/330/110/10	195	2006	0,0	0,0	139,0	71,3
7	Шебекино	АТ-1	АТДЦТН-125000/330/110/6	125	1991	63,0	50,4	83,0	66,4

**Сводные данные по силовым (авто-) трансформаторам 35 – 750 кВ филиала
ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС**

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Количество, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	750/500/10	1	1 251
2	750/330/15	2	1 998
3	500/330/35	2	1 002
4	500/110/35	3	750
5	330/110/35	7	1 335
6	330/110/10	7	1 440
7	330/110/6	1	125
8	220/110/35	2	250
9	110/10	1	40
10	35/10/6	2	50
11	35/6	2	30
	Всего:	30	8 271

В период 2013 – 2017 годов на территории Белгородской области были введены в эксплуатацию 4 автотрансформатора на 3 подстанциях:

- 1 автотрансформатор 330/110/10 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 330 кВ Белгород (новая площадка);
- 2 автотрансформатора 330/110/10 кВ номинальной мощностью 200 МВА каждый на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка);
- 1 автотрансформатор 500/110/35 кВ номинальной мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол.

**2.11.3. Основные сведения по ЛЭП 110 кВ филиала
ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»**

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находится 108 линий электропередачи напряжением 110 кВ суммарной протяженностью 2436,212 км.

Основные сведения по линиям электропередачи классом напряжения 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13

**Основные сведения по ЛЭП напряжением 110 кВ филиала ПАО «МРСК
Центра» - «Белгородэнерго»**

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
1	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Майская	2007	24,865	АС-185
2	ВЛ 110 кВ Дубовое - Майская	1959	4,720	АС-185/29
3	ВЛ 110 кВ Долбино - Майская	1959	12,440	АС-185/29

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
4	ВЛ 110 кВ Южная - Майская	1975	6,982	АС-185/29
5	ВЛ 110 кВ Белгород - Химзавод с отпайкой на Шебекино	1961	32,879	АС-185
6	ВЛ 110 кВ Химзавод - Нежеголь	2014	6,949	АС; 185
7	ВЛ 110 кВ Новый Оскол - Верхняя Покровка	1967	43,200	АС-70
8	ВЛ 110 кВ Волоконовка - Новый Оскол	1965	42,200	АС-240
9	ВЛ 110 кВ Верхняя Покровка - Красногвардейское	1984	28,400	АС-150
10	ВЛ 110 кВ Алексеевка - Острогожский район цепь I	1969	17,200	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Алексеевка Острогожский район цепь II	1969	17,200	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка - Тяговая - Алексеевка	1988	5,600	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Валуйки - Алексеевка - Тяговая	1969	64,200	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Валуйки - Палатовка	1969	30,100	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Алексеевка - Красногвардейское	1984	25,300	АС-150
16	ВЛ 110 кВ Айдар - Ровеньки	1999	17,600	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Центральная № 1	1977	60,528	АС-300; АС-185/29
18	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Архангельское № 1	1986	9,300	АС-120/19
19	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Цемзавод № 1	1974	21,771	АС-185/29; АС-120
20	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Казацкие Бугры	1964	18,575	АС-240; АС-300; АС-300/39
21	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	30,461	АС-240/32
22	ВЛ 110 кВ Короча - Скородное	1979	28,700	АС-120/19
23	ВЛ 110 кВ Скородное - Коньшино	1977	15,100	АС-120/19; АС; - 150/24
24	ВЛ 110 кВ Чернянка - Новый Оскол	1964	18,800	АС-240/39
25	ВЛ 110 кВ Новый Оскол - Серебрянка	1989	26,840	АС-150/24; АС-240/39
26	ВЛ 110 кВ Новый Оскол - ПТФ № 2	1981	16,460	АЖ-120
27	ВЛ 110 кВ Новый Оскол - ПТФ № 1	1981	11,020	АЖ-120
28	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Голофеевка № 2	1978	14,644	АС-400
29	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Голофеевка № 1	1980	15,038	АС-300/39
30	ВЛ 110 кВ Шеино - Короча	1967	26,600	АС-120/19; АС-150/24
31	ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол - 1 с отпайкой на ПС Журавлики	1963	32,417	АС-240; АС-120
32	ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол Тяговая	1975	23,481	АС-300; АС-185/29
33	ВЛ 110 кВ Губкин - Казацкие Бугры	1964	10,100	АС-300; АС-300/39
34	ВЛ 110 кВ Губкин–Лебединский ГОК I цепь	1972	7,340	АСО-500
35	ВЛ 110 кВ Голофеевка - Чернянка	1964	29,900	АС-240/39
36	ВЛ 110 кВ Коньшино - Голофеевка	1977	47,100	АС-150/24; АС-120/19
37	ВЛ 110 кВ Белгород - Шеино	1967	23,300	АС-120/19; АС-150/24
38	ВЛ 110 кВ Белгород - Рудник № 1 с отпайками	1979	47,230	АС-185
39	ВЛ 110 кВ Белгород - Сажное	1960	37,050	АС-150
40	ВЛ 110 кВ Белгород - Авторемзавод с отпайками	1985	14,363	АС-185; АС-95
41	ВЛ 110 кВ Белгород - Восточная № 2 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1974	8,000	АС-185

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
42	ВЛ 110 кВ Белгород - Восточная № 1 с отпайкой на ПС Витаминный комбинат	1971	10,325	АС-185
43	ВЛ 110 кВ Томаровка - Борисовка	1983	18,800	АЖ-120
44	ВЛ 110 кВ Томаровка - Малиновка	1969	35,411	АС-120/19
45	ВЛ 110 кВ Рудник - Ивня	1988	38,000	АС-120
46	ВЛ 110 кВ Ивня - Ракитное	1994	45,800	АС-120/19
47	ВЛ 110 кВ Серебрянка - Максимовка	1987	60,075	АС-150/24
48	ВЛ 110 кВ Красная Яруга - Ракитное	1986	12,000	АС-120
49	ВЛ 110 кВ Грайворон - Казачья Лопань	1961	12,620	АС-95
50	ВЛ 110 кВ Южная - Западная № 2	1975	16,834	АС-185/29
51	ВЛ 110 кВ Красная Яруга - Грайворон	1979	35,300	АС-120/19
52	ВЛ 110 кВ Готня - Красная Яруга	1975	12,600	АС-120/19
53	ВЛ 110 кВ Шебекино - Химзавод	1973	7,728	АС-185/29
54	ВЛ 110 кВ Шебекино - Лизины № 1	1994	0,650	АС-185/29
55	ВЛ 110 кВ Борисовка - Грайворон	2002	34,746	АС-150/24
56	КВЛ 110 кВ Белгород - Южная № 1 с отпайками	1968	6,448	АС-185
57	ВЛ 110 кВ Белгород - Пищепром	1968	2,820	АС-150
58	КВЛ 110 кВ Фрунзенская - БТЭЦ с отпайкой на ПС Стрелецкое	1986	39,375	АС-120; АС-185
59	ВЛ 110 кВ Белгород - Рудник № 2 с отпайками	1986	46,332	АС-185
60	КВЛ 110 кВ Шебекино - Южная с отпайками	1974	48,508	АС-185
61	ВЛ 110 кВ Беломестное - Прохоровка	1960	60,554	АС-150
62	ВЛ 110 кВ Белгород - Беломестное	1978	12,200	АС-150
63	ВЛ 110 кВ Шебекино - Лизины № 2	1993	0,650	АС-185/29
64	ВЛ 110 кВ Черемошное - Долбино	1968	40,380	АС-185
65	ВЛ 110 кВ Белгород - Дубовое	1992	7,600	АС-185
66	ВЛ 110 кВ Белгород - ГТУ ТЭЦ «Луч»	1968	7,670	АС-185
67	ВЛ 110 кВ Валуйки - ГКС № 1	1976	2,300	АС-95
68	ВЛ 110 кВ Валуйки - ГКС № 2	1976	2,300	АС-120
69	ВЛ 110 кВ Валуйки - Оросительная № 1	2007	5,400	АС-185; АЖ-120
70	ВЛ 110 кВ Валуйки - Оросительная № 2	1969	5,400	АС-185
71	ВЛ 110 кВ Валуйки - Валуйки Тяговая № 1	1969	2,800	АС-120
72	ВЛ 110 кВ Валуйки - Валуйки Тяговая № 2	1969	2,800	АС-120
73	ВЛ 110 кВ Вейделевка - Айдар	1969	41,600	АС-95; АС-120
74	ВЛ 110 кВ Валуйки - Вейделевка	1969	26,129	АС-95
75	ВЛ 110 кВ Алексеевка - Айдар	1990	82,600	АС-120
76	ВЛ 110 кВ Белгород - ГТ ТЭЦ Мичуринская	1962	10,470	АС-185
77	ВЛ 110 кВ Западная - Авторомзавод	1961	3,690	АС-185
78	ВЛ 110 кВ Прохоровка - Ржава	1968	27,230	АС-150
79	ВЛ 110 кВ Сажное - Александровка	1968	26,760	АС-150
80	ВЛ 110 кВ Александровка - Ржава	1968	27,480	АС-150
81	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Промышленная	1983	36,358	АС-185/29
82	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Пушкинская	1977	6,900	АС-185/29
83	ВЛ 110 кВ Старый Оскол Тяговая - Промышленная	1981	2,994	АС-185/29
84	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Центральная № 2	1977	26,160	АС-185/29
85	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Архангельское № 2	1986	9,525	АС-120/19
86	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Цемзавод № 2	1974	21,771	АС-185/29; АС-120
87	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Старый Оскол - 1 с отпайкой на ПС Очистные	1980	14,879	АС-185/29
88	ВЛ 110 кВ Губкин - Пушкинская с отпайками	1977	40,287	АС-240; АС-120
89	ВЛ 110 кВ Голофеевка - Тяговая Новый Оскол	2003	55,683	АС-240/32

№ п/п	Диспетчерское название	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода (кабеля)
90	ВЛ 110 кВ Новый Оскол - Тяговая Новый Оскол	2003	12,600	АС-240/32
91	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Обуховская № 1 с отпайками	1977	17,545	АС-400; АС-150
92	ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Обуховская № 2 с отпайками	1977	17,599	АС-400; АС-150
93	ВЛ 110 кВ Палатовка - Алексеевка	1969	37,180	АС-120
94	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	1964	12,900	АС-240/32
95	ВЛ 110 кВ Малиновка - Готня	1969	21,311	АС; 185
96	ВЛ 110 кВ Валуйки - Ватутинская	2017	23,686	АС; 240
97	ВЛ 110 кВ Ватутинская - Волоконовка	2017	28,766	АС; 240
98	ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч - Черемошное	1968	40,384	АС-185
99	ВЛ 110 кВ Пищепром - Северная	1968	12,546	АС-120; АС-185
100	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Томаровка № 2	1968	13,365	АС-185; АС-120
101	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Северная с отпайкой на ПС Стрелецкое	1968	14,430	АС-185
102	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Западная № 1	2007	23,563	АС-185
103	ВЛ 110 кВ Губкин–Лебединский ГОК II цепь	1972	13,365	АСО-500
104	ВЛ 110 кВ Шебекино - Нежеголь	1994	9,550	АС-185
105	КВЛ 110 кВ кВ Белгород - Белгородская ТЭЦ	2006	7,951	АС-185; АС-150
106	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Рудник	2007	24,186	АС-185/29
107	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Томаровка № 1	2008	15,100	АС-185/29
108	ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Западная № 2	2008	21,290	АС-185

За период 2013–2017 годов филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» были введены в эксплуатацию 27,801 км новых ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Химзавод – Нежеголь протяженностью 6,949 км;
- заходы ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка на ПС 110/10 кВ Ватутинская общей суммарной протяженностью 7,452 км с образованием ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская и ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка;
- заходы ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня на ПС 110/35/10 кВ Малиновка протяженностью 13,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка и ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня.

2.11.4. Основные сведения по ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» находятся 58 ПС 110 кВ, на которых установлено 115 силовых трансформаторов суммарной установленной мощностью 2620,8 МВА. Данные по силовым трансформаторам и ПС 110 кВ приведены в таблицах 2.14 и 2.15.

ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерские наименования трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 21.06.2017	κ _{загр.} %	Загрузка, МВА 20.12.2017	κ _{загр.} %
1	Авторемзавод	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	2,91	18,2	3,80	23,7
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1987	3,43	21,4	4,52	28,3
2	Айдар	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	2,06	12,9	2,55	15,9
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1971	1,99	19,9	3,25	32,5
3	Александровка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	9,60	38,4	11,44	45,8
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2010	6,77	27,1	7,85	31,4
4	Алексеевка районная	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	16,12	64,5	19,09	76,4
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1982	11,40	45,6	12,95	51,8
		3Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1992	14,92	59,7	20,25	81,0
5	Архангельское	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1977	4,80	48,0	6,94	69,4
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	3,78	23,6	5,07	31,7
6	Белгород-1	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	1995	10,85	27,1	11,02	27,6
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	11,47	28,7	10,55	26,4
		3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2011	13,00	32,5	14,54	36,3
7	Борисовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	4,85	30,3	8,58	53,6
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2015	3,66	22,9	5,45	34,1
8	Верхняя Покровка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1968	6,65	66,5	8,50	85,0
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	3,16	31,6	4,11	41,1
9	Вагутинская	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1986	0,00	0,0	0,00	0,0
10	Вейделевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1982	3,18	31,8	4,00	40,0
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1985	2,43	24,3	3,04	30,4
11	Витаминный комбинат	1Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2015	6,72	16,8	11,13	27,8
		2Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2016	6,67	16,7	10,21	25,5
12	Волоконовка	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1991	5,37	21,5	6,92	27,7
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	7,90	31,6	11,05	44,2
13	Восточная	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	16,75	41,9	25,62	64,0
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2013	12,51	31,3	19,75	49,4
14	Голофеевка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1973	0,36	3,6	1,35	13,5
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1976	1,46	14,6	0,69	6,9
15	Готня	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	2,49	15,6	5,23	32,7
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1985	3,64	22,7	8,48	53,0
16	Грайворон	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1981	3,54	22,1	3,92	24,5
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1969	9,07	56,7	11,12	69,5
17	Долгая Поляна	1Т	ТМ-2500/35/10	2,5	1977	1,70	68,2	0,12	4,7
18	Донец	3Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	10,46	26,2	12,41	31,0
		4Т	ТРДН-40000/110/6/6	40	2007	9,97	24,9	10,92	27,3
19	Дубовое	1Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	5,96	14,9	10,46	26,2
		2Т	ТРНДЦН-40000/110/10/10	40	1991	7,75	19,4	9,67	24,2
20	Журавлики	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1996	6,94	27,8	11,65	46,6
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	4,33	10,8	5,76	14,4
21	Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,20	45,0	7,64	47,8
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1976	6,05	37,8	7,79	48,7
22	Ивня	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1981	1,68	16,8	2,17	21,7
		2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1984	4,36	43,6	5,45	54,5
23	Красная Гвардия	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1971	6,56	41,0	8,43	52,7
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,59	28,7	5,70	35,6

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерские наименования трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 21.06.2017	K _{загр.} %	Загрузка, МВА 20.12.2017	K _{загр.} %
24	Казачки Бугры	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1992	2,98	11,9	3,95	15,8
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1988	3,15	12,6	4,77	19,1
25	Коньшино	2Т	ТМН-3200/110/10	3,2	1968	0,20	6,4	0,35	10,8
26	Короча	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	8,21	51,3	9,83	61,4
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1988	11,75	73,4	13,66	85,4
		3Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	6,34	39,6	6,80	42,5
27	Крапивенская	1Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	4,77	29,8	5,26	32,9
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	2010	2,51	15,7	2,66	16,6
28	Красная Яруга	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	4,49	28,1	5,56	34,7
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	2,91	18,2	3,40	21,2
29	Крейда	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	5,77	23,1	4,00	16,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	2014	5,52	22,1	5,87	23,5
30	Майская	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	8,39	21,0	9,27	23,2
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2009	3,33	8,3	5,98	15,0
31	Максимовка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986	3,06	19,1	4,22	26,4
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1991	1,67	10,5	1,31	8,2
32	Малиновка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	8,42	52,6	5,79	36,2
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2017	5,74	35,9	4,68	29,3
33	Новый Оскол	1Т	ТДТНГ-31500/110/35/10	31,5	1965	6,95	22,1	9,55	30,3
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1985	5,09	20,4	6,87	27,5
34	Нежеголь	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	1,21	3,0	8,60	21,5
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2014	0,19	0,5	7,09	17,7
35	Обуховская	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1978	0,00	0,0	0,91	3,6
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1977	0,79	3,1	1,33	5,3
36	Оросительная	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	3,83	23,9	7,24	45,3
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	3,48	21,8	5,68	35,5
37	Очистные	1Т	ТДН-16000/110/6	16	1979	2,16	13,5	1,94	12,1
		2Т	ТДН-16000/110/6	16	1978	1,82	11,4	2,49	15,5
38	Пищепром	1Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1995	1,99	8,0	4,02	16,1
		2Т	ТДТН-25000/110/10/6	25	1979	2,56	10,2	6,23	24,9
39	Промышленная	1Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1981	10,54	42,1	10,07	40,3
		2Т	ТРДН(С)-25000/110/10	25	1982	6,01	24,1	7,20	28,8
40	Птицефабрика	1Т	ТДН-16000/110/10	16	1982	7,08	44,3	6,58	41,1
		2Т	ТДН-16000/110/10	16	1981	5,68	35,5	6,09	38,1
41	Пушкарная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	7,81	19,5	10,93	27,3
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1977	3,87	9,7	12,68	31,7
42	Ракитное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	5,03	31,4	6,68	41,7
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1990	11,49	71,8	1,77	11,0
43	Ровеньки	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2000	4,99	31,2	6,71	42,0
44	Рудник	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	6,03	24,1	6,36	25,5
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1979	11,10	44,4	4,87	19,5
45	Северная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	6,61	16,5	10,38	26,0
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	2006	8,83	22,1	10,54	26,3
46	Серебрянка	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	1987	0,51	5,1	0,91	9,1
47	Скородное	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1983	3,00	18,7	5,00	31,2
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1994	4,04	25,2	5,67	35,4
48	Старый Оскол-1	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	25	1990	9,82	39,3	12,13	48,5
		2Т	ТДТН-20000/110/35/6	20	1967	1,27	6,4	1,26	6,3
		3Т	ТРНДЦН-25000/110/6	25	1989	6,42	25,7	7,06	28,2
49	Стрелецкая	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1989	2,00	12,5	5,54	34,6
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1992	4,47	27,9	5,94	37,1
50	Строитель	1Т	ТДН-15000/110/6	15	1968	4,41	29,4	5,98	39,8
		2Т	ТДНГ-15000/110/6	15	1962	4,29	28,6	6,59	43,9
51	Томаровка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1973	10,37	64,8	11,58	72,4

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерские наименования трансформатора	Тип трансформатора	S _{ном.} МВА	Год ввода	Загрузка, МВА 21.06.2017	K _{загр.} %	Загрузка, МВА 20.12.2017	K _{загр.} %
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1985	4,04	25,2	5,21	32,5
52	Хим. завод	1Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1980	10,08	31,5	9,54	29,8
		2Т	ТРДН-32000/110/6/6	32	1979	9,51	29,7	10,82	33,8
53	Центральная	1Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	7,34	18,3	10,44	26,1
		2Т	ТРДН-40000/110/10/10	40	1988	9,02	22,5	13,44	33,6
54	Черемошное	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	1994	9,86	39,4	8,17	32,7
		2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	2001	5,88	23,5	7,79	31,2
55	Чернянка	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	1972	6,59	41,2	9,41	58,8
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	2009	5,07	31,7	9,46	59,1
56	Шебекино	1Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	13,89	34,7	13,39	33,5
		2Т	ТДТН-40000/110/35/6	40	2008	9,69	24,2	13,96	34,9
57	Шейно	1Т	ТДТН-10000/110/10	10	1968	0,80	8,0	1,67	16,7
		2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6,3	1992	2,21	35,1	2,33	36,9
58	Южная	1Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1983	13,35	33,4	18,52	46,3
		2Т	ТДТН-40000/110/10/6	40	1988	12,97	32,4	16,92	42,3

На 5 ПС установлено по одному силовому трансформатору, на 4 – по 3 и на остальных 49 ПС – по 2 силовых трансформатора.

Таблица 2.15

Сводные данные по силовым трансформаторам 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Класс напряжения трансформаторов, кВ	Количество трансформаторов, шт.	Суммарная установленная мощность, МВА
1	110/35/10	54	884,1
2	110/35/6	12	370,0
3	110/10/10	12	480,0
4	110/10/6	6	180,0
5	110/6/6	9	344,0
6	110/10	14	241,2
7	110/6	7	119,0
8	35/10	1	2,5
	Всего:	115	2 620,8

За 2013 – 2017 годы филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» были построены и введены в эксплуатацию 3 новые ПС:

- ПС 110/10/10 кВ Нежеголь с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×40 МВА;

- ПС 110/35/6 кВ Крейда с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×25 МВА;

- ПС 110/10 кВ Ватутинская с 1 силовым трансформатором мощностью 6,3 МВА.

В 2017 году произведена комплексная реконструкция ПС Малиновка с переводом на класс напряжения 110/35/10 кВ и увеличением трансформаторной мощности с 20 МВА до 32 МВА.

На 5 ПС 110 кВ были заменены 8 силовых трансформаторов с изменением установленной мощности ПС 110 кВ.

Таблица 2.16

Перечень ПС 110 кВ, на которых была произведена замена силовых трансформаторов

№ п/п	Подстанция	Класс напряжения	Дисп. наим. тр-ра	S _{ном.,} МВА (на дату 01.01.2013)	S _{ном.,} МВА (на дату 31.12.2017)	ΔS _{ном.,} МВА (транс.)	ΔS _{ном.,} МВА (по ПС в целом)
1	Витаминный комбинат	110/6/6	1Т	25	40	15,0	30,0
			2Т	25	40	15,0	
2	Восточная	110/35/6	1Т	25	40	15,0	30,0
			2Т	25	40	15,0	
3	Коньшино	110/35/10	2Т	6,3	3,2	-3,1	-3,1
4	Красная Яруга	110/35/10	1Т	10	16	6,0	12,0
			2Т	10	16	6,0	
5	Шеино	110/10	2Т	3,2	6,3	3,1	3,1

2.11.5. Основные сведения по ЛЭП и подстанциям, находящимся на балансе сторонних организаций

На территории Белгородской области эксплуатируются подстанции и линии электропередачи, находящиеся на балансе предприятий и организаций, для которых выработка, передача и распределение электроэнергии не являются основным видом деятельности. Наибольшую протяжённость имеют электрические сети, находящиеся на балансе АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК» и АО «ОЭМК».

В таблице 2.17 приведены сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящихся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.17

Основные сведения по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.,} кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
1	ВЛ 330 кВ Металлургическая – Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	ВЛ	2хАС-300/39	38,700	1982
2	ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди		330	ВЛ	2хАС-300/39	4,100	1983
3	ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди		330	ВЛ	2хАС-300/39	8,600	1983
4	ВЛ 110 кВ Губкин – ЛГОК II цепь		110	ВЛ	2хАС-240/39	4,795	1982
5	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 I цепь		110	ВЛ	АС-500/64	23,532	1977

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.н.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	
6	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – ГПП 7 II цепь		110	ВЛ	АС–500/64	23,532	1977	
7	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,426	1977	
8	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 3 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,426		
				ВЛ	АС–500/64	0,624		
9	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,395	2009	
10	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 5 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	0,395	2009	
11	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	3,140	2005	
12	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 6 I цепь с отпайкой на ГПП 2		110	ВЛ	АС–240/32	4,027	2005	
13	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 2 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	3,225	2008	
14	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 4 I цепь с отпайкой на ПС–109		110	ВЛ	АС–240/32	7,593	1982	
15	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 109 II цепь		110	ВЛ	АС–240/32	7,092	1982	
16	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	6,880	1981	
17	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 8 II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	6,880	1981	
18	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 I цепь		110	ВЛ	АС–500/64	9,960	1977	
19	ВЛ 110 кВ Лебеди – ГПП 7 II цепь		110	ВЛ	АС–500/64	9,960	1977	
20	ВЛ 110 кВ Лебеди – ПС 122 I цепь с отпайками		110	ВЛ	АС–240/39	10,291	1985	
21	ВЛ 110 кВ Лебеди – ЛГОК II цепь		110	ВЛ	АС–240/39	5,161	1985	
22	ВЛ 110 кВ ГПП 7 – ГПП 4 I цепь		110	ВЛ	АС–240/39	3,227	2008	
23	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 1		АО «ОЭМК»	330	ВЛ	2хАС–500/64	0,700	1984
24	ВЛ 330 кВ Старый Оскол – ОЭМК № 2			330	ВЛ	2хАС–500/64	0,700	1984
25	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК № 1			330	ВЛ	2хАС–500/64	0,710	1984
26	ВЛ 330 кВ Metallургическая – ОЭМК № 2			330	ВЛ	2хАС–500/64	0,710	1984
27	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 1	110		ВЛ	АС–400	7,600	1982	
				КЛ	NOKUDEY 3(1x630)	0,685		
28	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Меткомбинат (24.11) № 2	110		ВЛ	АС–400	7,600	1982	
				КЛ	NOKUDEY 3(1x630)	0,685		
29	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 1	110		ВЛ	АС–185	4,600	1978	
30	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Строительная № 2	110	ВЛ	АС–185	4,600	1978		
31	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промводозабор № 1	110	ВЛ	АС–120/19	2,500	1983		

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	
32	ВЛ 110 кВ Голофеевка – Промвodoзабор №2	ОАО «Стойленский ГОК»	110	ВЛ	АС–120/19	2,550	1983	
33	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.1 Т4		110	КЛ	NOKUDEY 3(1x240)	1,075	1982	
34	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 33.2 Т5		110	КЛ	NOKUDEY 3(1x240)	1,182	1982	
35	КЛ 110 кВ Меткомбинат (24.11) – 91Е Т1		110	КЛ	МКАШв 3(1x150)	1,600	1984	
36	КЛ 110 кВ ГПП – 91Е Т2		110	КЛ	МКАШв 3(1x150)	1,100	1984	
37	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т13		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,135	1984	
38	КЛ 110 кВ ГПП – SH-1 Т24		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,125	1984	
39	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т1		110	КЛ	2XSY 3(1x240+35)	1,740	1991	
40	КЛ 110 кВ ГПП – 16Е Т2		110	КЛ	2XSY 3(1x240+35)	1,750	1991	
41	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т1		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	2,600	2008	
42	КЛ 110 кВ ГПП – 17Е Т2		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	2,590	2008	
43	КЛ 110 кВ ГПП – SH-2		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,536	1984	
44	КЛ 110 кВ ГПП – SH-3		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,490	1984	
45	КЛ 110 кВ ГПП – SH-4		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,429	1984	
46	КЛ 110 кВ ГПП – SH-5		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,373	1984	
47	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 1		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,350	2008	
48	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 2		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,320	2008	
49	КЛ 110 кВ ГПП – АКOC № 3		110	КЛ	A2XS(FL) 3(1x240)	0,310	2010	
50	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат ячейка Е11		110	КЛ	FXKJ 6(1x800+95)	0,460	1984	
51	КЛ 110 кВ ГПП – Меткомбинат ячейка Е19		110	КЛ	FXKJ 6(1x800+95)	0,555	1984	
52	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 С1		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,100	1984	
53	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 С2		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,125	1984	
54	КЛ 110 кВ ГПП – SH-34 СF		110	КЛ	FXKJ 3(1x240+95)	0,080	1984	
55	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 с отпайкой на ГПП-11		ОАО «Стойленский ГОК»	110	ВЛ	АС–400	15,356	
	ВЛ				АС–240	0,162		
56	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 2 с отпайками			110	ВЛ	АС–400	15,356	
					ВЛ	АС–150	4,100	
					ВЛ	АС–240	2,086	
					ВЛ	АС–95	1,548	
57	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 с отпайкой на ГПП-11			110	ВЛ	АС–400	15,356	
					ВЛ	АС–240	0,204	
58	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 4 с отпайками			110	ВЛ	АС–400	15,356	
					ВЛ	АС–150	4,100	
			ВЛ		АС–240	2,086		
			ВЛ		АС–95	1,548		
59	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 1 с отпайками		110	ВЛ	АС–240	20,096		
				ВЛ	АС–150			
60	ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Ремзавод № 2 с отпайками		110	ВЛ	АС–240	20,089		
				ВЛ	АС–150			
61	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1 с отпайками		110	ВЛ	АС–150	13,590		
62	ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 2 с отпайками		110	ВЛ	АС–150	13,590		
63	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1 на ГПП-14		110	ВЛ	АС–240	1,347	2016	
64	Отпайка от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 3 на ГПП-14		110	ВЛ	АС–240	1,347	2016	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Собственник	U _{ном.} , кВ	Тип ЛЭП	Тип, сечение провода (кабеля)	Длина ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию
65	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК №1 на ГПП-15		110	ВЛ	АС-150	0,202	2016
66	Отпайка от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК №2 на ГПП-15		110	ВЛ	АС-150	0,202	2016
67	Ф.5 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	ВЛ	АС-150	0,740	2016
68	Ф.6 ГПП-15 (до ГПП-3, ГПП-6)		110	ВЛ	АС-150	0,740	2016
69	Старый Оскол – Стройиндустрия № 1	ЗАО «Спец-энерго»	110	ВЛ	АС-240	6,000	1977
70	Старый Оскол – Стройиндустрия № 2		110	ВЛ	АС-240	6,000	1977
71	ЛЭП-110 ввод № 1	ОАО «ОЗММ»	110	ВЛ	АС-240/39	0,048	1978
72	ЛЭП-110 ввод № 2		110	ВЛ	АС-240/39	0,055	1978
73	ВЛ 110 кВ ПС Губкин 330 – ПС Промышленная	ОАО «РЖД»	110	ВЛ	АС-185	3,500	1997
74	ВЛ 110 кВ ПС Голофеевка – ПС Новый Оскол		110	ВЛ	АС-240	55,680	2003
75	Лизины-1	ООО «Био-хим-сервис»	110	ВЛ	АС-185	0,040	1975
76	Лизины-2		110	ВЛ	АС-185	0,040	1977
77	ВЛ 110 кВ № 1 Рудник-2	ООО «Металл-груп»	110	ВЛ	АС-185	1,440	2003
78	ВЛ 110 кВ № 2 Рудник-2		110	ВЛ	АС-185	1,440	2003
79	Оскол-500 от ячейки 43	ООО «ОСМиБТ»	110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
80	Оскол-500 от ячейки 44		110	КЛ	RG 5HE-64/120 кВ 1x185	0,330	1990
81	ВЛ 110 кВ Мичуринская ГТ-ТЭЦ – Фрунзенская с отпайками	АО «ГТ Энерго»	110	ВЛ	АС-185	24,760	2008
82	ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	ВЛ	АС-240/32	10,213	2017

Всего на балансе сторонних организаций находятся 82 ЛЭП напряжением 110 кВ и выше суммарной протяженностью 494,327 км, в том числе: 7 ЛЭП 330 кВ протяженностью 54,22 км и 75 ЛЭП 110 кВ протяженностью 440,107 км.

В 2013 – 2017 годах сторонними организациями были введены в эксплуатацию 7 ВЛ 110 кВ, в том числе:

- ОАО «Стойленский ГОК» ввел в эксплуатацию 6 ВЛ 110 кВ: 2 отпайки от ВЛ 110 кВ Старый Оскол – СГОК № 1, СГОК № 3 на ГПП-14, 2 отпайки от ВЛ 110 кВ Губкин – СГОК № 1, СГОК № 2 на ГПП-15 и 2 ВЛ 110 кВ от ГПП-15 до ГПП-3, ГПП-6 общей протяженностью 4,578 км;

- ООО «Гринхаус» ввел в эксплуатацию 1 ВЛ 110 кВ протяженностью 10,213 км.

Сводные данные по ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.18.

Сводные данные по ЛЭП 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№	Собственник	Класс напряжения, кВ	Количество ЛЭП	Длина ЛЭП, км
1	АО «Лебединский ГОК»	330	3	51,400
		110	19	132,185
		всего:	22	183,585
2	АО «ОЭМК»	330	4	2,820
		110	28	48,845
		всего:	32	51,665
3	ОАО «Стойленский ГОК»	330	-	-
		110	14	149,201
		всего:	14	149,201
4	Прочие организации	330	-	-
		110	14	109,876
		всего:	14	109,876
Итого:			82	494,327

В таблице 2.19 приведены сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций.

Таблица 2.19

Основные сведения по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	330	2×200	1983
2	ГПП-1		110	40 + 63	1972
3	ГПП-3		110	2×63	1975
4	ГПП-5		110	2×63	1981
5	ГПП-6		110	2×40	1982
6	ГПП-7		110	-	2010
7	ПС 109		110	2×63	1999
8	ПС 112		110	2×63	2016
9	ГПП-2		110	2×40 + 2×25	1975
10	ГПП-4		110	2×40 + 2×25	1978
11	Тяговая-1		110	2×32	1972
12	ГПП-8		110	2×40	1980
13	ПС 228		110	16 + 10	1972
14	ПС 122		110	2×40	2015
15	ПС 123		110	4×16	1985
16	ГПП 330/110	АО «ОЭМК»	330	5×320	1984
17	Меткомбинат 24.11		110	2×63	1982

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность транс- форматоров, МВА	Год ввода в эксплуата- цию	
18	12E		110	2×63	1982	
19	SH-1		110	2×63	1984	
20	91E		110	2×40	1984	
21	16E		110	2×63	1986	
22	17E		110	2×63	2000	
23	SH-2		110	105	1984	
24	SH-3		110	105	1984	
25	SH-4		110	105	1984	
26	SH-5		110	105	1984	
27	ЭП-8		110	20	1995	
28	ЭП-8А		110	25	1995	
29	ЭП-7		110	25	2008	
30	SH-34		110	2×80	1984	
31	Строительная		110	2×25	1978	
32	Промводозабор		110	2×10	1983	
33	ГПП-2		ОАО «Стойленский ГОК»	110	2×16	
34	ГПП-3			110	2×25	
35	ГПП-4			110	2×10	
36	ГПП-5			110	4×16	
37	ГПП-6			110	2×16 + 2×10	
38	ГПП-7			110	4×40	
39	ГПП-9			110	15 + 16	
40	ГПП-10			110	2×10	
41	ГПП-14			110	2×63	2016
42	ГПП-2			ЗАО «Осколцемент»	110	2×16
43	Карьер мела		110		10 + 6,3	1972
44	ЦРП-110/6		110		2×32	1970
45	Стройиндустрия		ЗАО «Спецэнерго»	110	2×25	1979
46	Цементзавод		ЗАО «Белгородский цемент»	110	2×40	1979
47	Строительная		ОАО «КМАПЖС»	110	2×10	1970
48	Ремзавод-1	ОАО «ОЗММ»	110	2×40	1978	
49	Алексеевка-Тяговая	ОАО «РЖД»	110	40 + 20	1967	
50	Беломестное		110	2×16	1978	
51	Валуйки-Тяговая		110	2×40	1967	
52	Долбино		110	15 + 20	1959	
53	Палатовка		110	2×40	1968	
54	Прохоровка		110	2×10	1960	
55	Сажное		110	2×15	1960	
56	Старый Оскол-Тяговая		110	2×40	2000	
57	Тяговая-Новый Оскол		110	2×25	2003	

№ п/п	Наименование ПС	Собственник	U _{ном.} ВН, кВ	Суммарная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода в эксплуатацию
58	Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	110	2×25	
59	ГКС	ОАО «Трансгаз»	110	25 + 40	
60	Белгород-2	ООО «Подстанция Белгород-2»	110	25 + 40	1983; 2009
61	Лизины	ООО «Биохим-сервис»	110	2×16	1975
62	Рудник-2	ООО «Металл-групп»	110	2×25	2003
63	Стройматериалы	ООО «ОСМиБТ»	110	2×40	1990
64	Гринхаус	ООО «Гринхаус»	110	1×63	2017

Сводные данные по ПС напряжением 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций, приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20

Сводные данные по ПС 110 кВ и выше, находящимся на балансе сторонних организаций

№	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов	Суммарная мощность, МВА	Количество ПС
1	330	7	2 000,00	2
2	110	126	4 460,30	62
	Итого:	133	6 460,30	64

Всего на территории Белгородской области находится 64 абонентских подстанции классом напряжения 110 кВ и выше, на которых установлены 133 силовых трансформатора суммарной мощностью 6460,3 МВА.

В 2013 – 2017 годах были введены 3 подстанции 110 кВ, 1 на предприятии ОАО «Стойленский ГОК» ПС 110/10 кВ ГПП-14 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый, для электроснабжения фабрики окомкования концентрата, 1 на предприятии АО «Лебединский ГОК» ПС 110/10 кВ ПС 112 с 2 силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый и 1 ООО «Гринхаус» ПС 110/10 кВ Гринхаус с 1 силовым трансформатором мощностью 63 МВА для электроснабжения тепличного комбината.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Белгородской области

В настоящее время существуют следующие основные проблемы в функционировании и развитии электроэнергетики на территории Белгородской области:

Белгородская энергосистема является дефицитной: по состоянию на конец 2017 года за счёт собственной выработки покрывается только 4,75 процента электропотребления. Кроме того, существует диспропорция в территориальном

размещении генерации и потребления. Наибольшее потребление электроэнергии приходится на территории Губкинского и Старооскольского городских округов (АО «ОЭМК», АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК»), в то время как большая часть генерации сосредоточена в районе города Белгорода (Белгородская ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ «Луч», Мичуринская ГТ-ТЭЦ). Дефицит производства электроэнергии на территории энергосистемы Белгородской области покрывается за счет перетоков электроэнергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем. Основное количество электроэнергии поступает в область из энергосистем Воронежской, Курской и Северной энергосистемы Украины (Харьковская область).

Значительная часть сетевого и подстанционного оборудования является устаревшей. Так, например, 17 автотрансформаторов с высшим напряжением 220-750 кВ и 2 силовых трансформатора (63,33 процента), установленных на ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС, и 78 силовых трансформаторов (67,83 процента) с высшим напряжением 110 кВ, установленных на ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются более 25 лет.

919,454 км (76,14 процента) ВЛ 220-750 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС, и 1894,354 км (78,55 процента) ВЛ 110 кВ, обслуживаемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго», эксплуатируются 30 и более лет.

Во время проведения контрольных замеров 20 декабря 2017 года в 18 часов на 6 подстанциях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» суммарная нагрузка превышала минимальную мощность установленного трансформатора в режиме n-1. Перечень этих подстанций приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Подстанции, суммарная нагрузка на которых превышает минимальную мощность установленного трансформатора в режиме n-1

№ п/п	Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Суммарная нагрузка ПС, МВА	Загрузка трансформатора, оставшегося в работе, %
1	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	25+25+25	52,29	105
2	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	10+10	12,01	120
3	ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка	10+10	12,61	125
4	ПС 110/35/6 кВ Восточная	40+40	45,37	113
5	ПС 110/35/10 кВ Томаровка	16+16	16,78	104
6	ПС 110/35/10 кВ Чернянка	16+16	18,87	118

По данным информационного ресурса ПАО «МРСК Центра» – «Сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения»⁷ на 18 подстанциях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» отсутствует техническая возможность технологического присоединения. Перечень этих подстанций приведен в таблице 3.2.

⁷ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/

**Подстанции, на которых отсутствует техническая возможность
технологического присоединения**

№ п/п	Наименование ПС	Установлен- ная мощ- ность трансформа- торов, МВА	Существу- ющая нагрузка по замерам ⁸ , МВА	Дефицит мощности на основании замеров, МВА	Мощность по догово- рам на ТП, находя- щихся на исполне- нии, МВт	Дефицит мощности для техно- логического присоеди- нения, МВА
1	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	75	53,73	-1,23	0,17	-1,40
2	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	26	13,32	-2,82	0,44	-3,26
3	ПС 110/35/10 кВ Вейделевка	20	11,14	-0,64	7,36	-8,00
4	ПС 110/35/6 кВ Восточная	80	50,28	-8,28	5,66	-13,94
5	ПС 110/35/10 кВ В. Покровка	20	12,61	-2,11	0,95	-3,06
6	ПС 110/35/10 кВ Грайворон	32	18,68	-1,88	1,47	-3,35
7	ПС 110/10 кВ Западная	32	19,20	-2,40	0,66	-3,06
8	ПС 110/35/10 кВ Ракитное	32	17,60	-0,80	0,26	-1,06
9	ПС 110/10/10 кВ Северная	80	43,80	-1,80	8,11	-9,91
10	ПС 110/35/10 кВ Томаровка	32	17,67	-0,87	2,19	-3,06
11	ПС 110/35/10 кВ Чернянка	32	18,87	-2,07	0,79	-2,86
12	ПС 35/10 кВ Белянка	6,5	2,73	-0,11	1,69	-1,80
13	ПС 35/10 кВ Ливенка	8	4,43	-0,23	0,00	-0,23
14	ПС 35/10 кВ Никольское	2,5	2,66	-0,04	0,37	-0,41
15	ПС 35/10 кВ Принцевка	5	2,66	-0,04	0,03	-0,07
16	ПС 35/10 кВ Таврово	20	11,23	-0,73	2,50	-3,23
17	ПС 35/6 кВ Северная	12,6	6,71	-0,09	0,14	-0,24
18	ПС 35/0,4 кВ Рождественская	5	2,95	-0,33	0,00	-0,33

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская с переводом ее на класс напряжения 110/35/10 кВ и строительством КЛ 35 кВ Майская – Таврово и Майская - Новая Деревня позволит уменьшить загрузку силовых трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная до 38,3 МВА. Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Восточная не требуется.

На 4 ПС в ремонтных и аварийных режимах перегрузка трансформаторов ликвидируется путем перевода на другие ПС по сетям 35-10 кВ:

- ПС 110/35/10 кВ Алексеевка районная;
- ПС 110/10/10 кВ Северная;
- ПС 35/6 кВ Северная;
- ПС 35/10 кВ Таврово.

От ПС 35/0,4 кВ Рождественская запитан монопотребитель, технологическое присоединение других потребителей не планируется.

Замена трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на данных ПС не требуется.

На 12 ПС предусмотрена замена силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности:

- ПС 110/35/10 кВ Архангельское;

⁸ Данные замеров за предшествующие 3 года (2015 – 2017 годы)

- ПС 110/35/10 кВ Вейделевка;
- ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка;
- ПС 110/35/10 кВ Грайворон;
- ПС 110/10 кВ Западная;
- ПС 110/35/10 кВ Ракитное;
- ПС 110/35/10 кВ Томаровка;
- ПС 110/35/10 кВ Чернянка;
- ПС 35/10 кВ Ливенка;
- ПС 35/10 кВ Белянка;
- ПС 35/10 кВ Никольское;
- ПС 35/10 кВ Принцевка.

4. Основные направления развития электроэнергетики Белгородской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Белгородской области

Одним из приоритетных направлений Стратегии социально-экономического развития Белгородской области на период до 2025 года является повышение эффективности и конкурентоспособности промышленного и сельскохозяйственного производства, развитие наукоемких и конкурентоспособных производств.

Достижение стратегической цели может быть обеспечено за счет сбалансированного социально-экономического развития региона. Для этого определяются основные задачи, обеспечивающие ее реализацию:

- устойчивое инновационное развитие региона на основе сбалансированности развития экономического потенциала, социального благополучия и сохранения окружающей среды;
- повышение конкурентоспособности продукции, товаров и услуг региональных товаропроизводителей на основе развития высоких технологий и инноваций, модернизации существующих производств, обеспечивающих возможность интеграции в глобальную экономику;
- структурная диверсификация экономики региона на основе инновационного технологического перевооружения, выделения приоритетных секторов и сегментов специализации, развития новых инновационно ориентированных производств;
- формирование территориальных кластеров, позволяющих интенсифицировать экономический рост и конкурентоспособность региона в целом, индуцировать значительный прирост добавленной стоимости, в том числе и за счет мультипликативного эффекта;
- формирование и развитие модели сбалансированного пространственного развития на основе совершенствования системы расселения и размещения производительных сил, интенсивного развития агломераций, создания новых

территориальных центров роста и повышения степени однородности социально-экономического развития муниципальных районов и городских округов посредством максимально полной реализации их потенциала и преимуществ;

- повышение устойчивости экономики области за счет совершенствования условий и стимулирования развития малого бизнеса и перехода его на качественно новый уровень участия в формировании валового регионального продукта;

- создание высокоэффективного конкурентоспособного сельскохозяйственного производства на основе финансовой устойчивости, модернизации и интенсификации производства, сохранения и воспроизводства используемых и других природных ресурсов.

Целью региональной энергетической политики является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов. Среди проблем регионального энергетического комплекса выделяется значительный уровень диспропорций между обеспеченностью региона энергоресурсами и структурой его потребления, тенденция старения основных фондов сетей и электрооборудования.

Достижение указанной цели требует решения следующих основных задач:

- преодоление тенденции старения основных фондов сетей и электрооборудования, увеличение масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению (замена устаревшего сетевого и подстанционного оборудования);

- ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов электрических сетей за допустимые границы (недостаточная пропускная способность (авто-) трансформаторов в узлах; диспропорции в территориальном размещении генерации и потребления; обеспечение уравновешенного баланса активной и реактивной мощности для обеспечения энергоснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества; обеспечение резервов активной и реактивной мощности, обеспечивающих в складывающихся условиях режимов энергосистемы, восстановление нормального режима работы после аварийных возмущений);

- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;

- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы;

- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;

- повышение пропускной способности сети.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Согласно проекту «Схема и программа развития Единой энергетической системы

России на 2018 – 2024 годы» в Белгородской энергосистеме прогнозируется ежегодное увеличение электропотребления с 15 645 млн кВт·ч в 2017 году до 16 843 млн кВт·ч в 2023 году, среднегодовой прирост за период 2018 – 2023 годов составит 1,24 процента.

Прогноз спроса на электроэнергию по энергосистеме Белгородской области, представленный в СиПР ЕЭС России, приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Прогноз спроса на электроэнергию по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2018-2023 годы, %
	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Прогноз спроса на электроэнергию, млн кВт·ч	15 645	15 842	16 032	16 248	16 333	16 635	16 843	1,24
Изменение к предыдущему периоду, млн кВт·ч	428,9	197,3	190,0	216,0	85,0	302,0	510,0	
Относительный прирост к предыдущему году, %	2,83	1,26	1,20	1,35	0,52	1,85	1,25	

Проектом «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы» прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2 220 МВт в 2017 году до 2 436 МВт в 2023 году, что на 9,73 процента больше, чем в 2017 году, среднегодовое увеличение максимума нагрузки составит 1,56 процента.

Прогноз максимума нагрузки по энергосистеме Белгородской области приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Прогноз максимума нагрузки по Белгородской энергосистеме

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост, %
	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Максимум нагрузки, МВт	2 220	2 284	2 312	2 338	2 359	2 405	2 436	1,56
Изменение к предыдущему периоду, МВт	1	64	28	26	21	46	77	
Темпы роста, %	0,05	2,88	1,23	1,12	0,90	1,95	1,29	

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии по Белгородской энергосистеме на 2018 – 2023 годы представлены на рисунке 4.1.

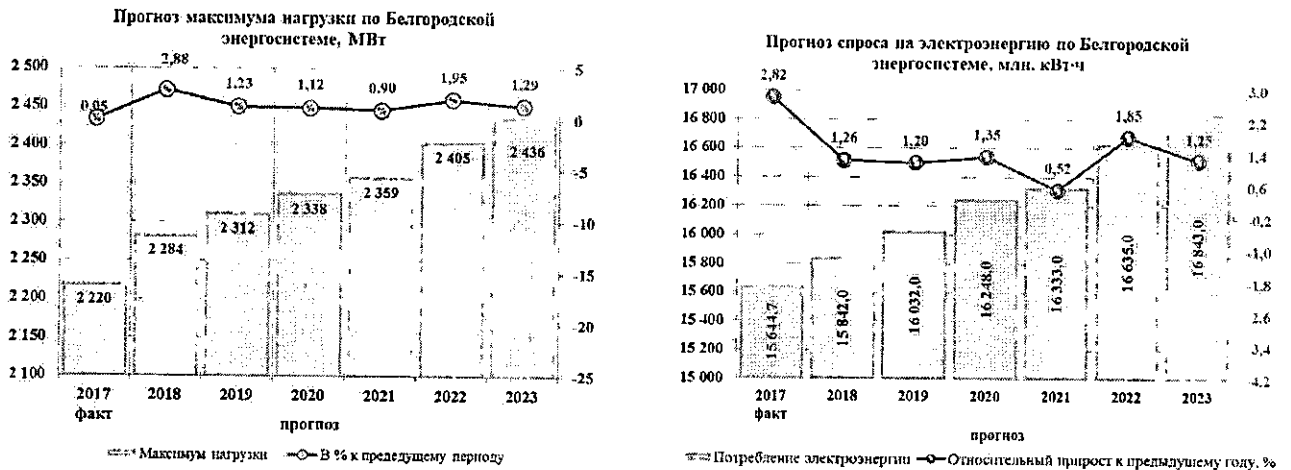


Рисунок 4.1. Прогноз максимума нагрузки и спроса на электроэнергию в Белгородской энергосистеме

4.3. Структура перспективных балансов мощности и электроэнергии

Структура перспективных балансов мощности и электрической энергии по энергосистеме Белгородской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции с высокой вероятностью реализации приведена в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно.

Таблица 4.3

Структура перспективных балансов мощности

Показатель	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (собственный максимум), МВт	2 220	2 284	2 312	2 338	2 359	2 405	2 436
Покрытие (установленная мощность), МВт	251	266	266	266	266	266	266
Дефицит мощности, МВт	1 969	2 018	2 046	2 072	2 093	2 139	2 170
в том числе:							
АЭС	0	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
ТЭС	251	251	251	251	251	251	251
ВЭС, СЭС	0	15	15	15	15	15	15
Доля собственных станций, %	11,31	11,65	11,51	11,38	11,28	11,06	10,92

Таблица 4.4

Структура перспективных балансов электрической энергии

Показатель	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Потребность (потребление электрической энергии), млн кВт·ч	15 645	15 842	16 032	16 248	16 333	16 635	16 843
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	744	779	804	804	804	827	883

Показатель	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	744	779	777	777	777	800	856
ВЭС, СЭС	0	0	27	27	27	27	27
Сальдо перетоков электрической энергии ⁹ , млн кВт·ч	14 901	15 063	15 228	15 444	15 529	15 808	15 960

4.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Белгородской области

В 2018 году на территории Ровеньского района запланирован ввод в эксплуатацию солнечной электростанции «Рудник» мощностью 15 МВт¹⁰.

По данным крупных генерирующих компаний региона (электростанции мощностью более 5 МВт), на текущий момент в рассматриваемый период (2019 – 2023 годы) ввод в эксплуатацию, демонтаж или консервация генерирующего оборудования не планируется.

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Динамика остающейся в эксплуатации мощности действующих и вновь вводимых электростанций Белгородской области, МВт

Электростанции	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ВСЕГО, в том числе:	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0	266,0
ГТ ТЭЦ	156	156	156	156	156	156
ТЭЦ	29	29	29	29	29	29
ТЭЦ сахарных заводов	66	66	66	66	66	66
СЭС	15	15	15	15	15	15

4.5. Прогноз технологических присоединений¹¹

На дату начала формирования Схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2019 – 2023 годы в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС находилось 10 действующих технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ) суммарной максимальной мощностью энергопринимающих устройств потребителей 621,57 МВт.

⁹ (-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии

¹⁰ Проект СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы

¹¹ Данные на момент начала формирования СиПРЭ Белгородской области на 2019 – 2023 годы

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Данные о действующих ТУ и договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Черноземное ПМЭС

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Заявленная мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Наименование ПС
1	ПАО «МРСК Центра»	ПС 110/35/10 кВ Малиновка	10,807	110	2017	ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Фрунзенская
2	ПАО «МРСК Центра»	ВЛ 35 кВ Валуйки – Уразово, ВЛ 35 кВ Валуйки – Рождествен- ская 2, ВЛ 35 кВ Валуйки - Мандрово	5,86	35	2020	ПС 330 кВ Валуйки
3	АО «ЛГОК»	ПС 330 кВ Лебеди, ПС 110 кВ ГПП 7, ГПП 110/6 кВ	200	330, 110	2019 - 2024	ПС 750 кВ Метал- лургическая, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Губкин
4	ОАО «Комбинат КМАруда»	ГПП 110/6 кВ	35	110	2018	ПС 330 кВ Губкин
5	ОАО «СГОК»	ГПП 11	52	110	2020	ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Губкин
6	ОАО «СГОК»	ГПП 12	36	110	2020	ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Губкин
7	ОАО «СГОК»	ГПП 14	50	110	2020	ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 330 кВ Губкин
8	ООО «Изовол Агро Плюс»	ПС 110 кВ Изовол	73,9	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
9	ООО «Тепличный Комплекс Белогорья»	ПС 110/10 кВ	70	110	2020	ПС 330 кВ Белгород
10	ООО «Гринхаус»	ПС 110 кВ Гринхаус	88	110	2020	ПС 500 кВ Старый Оскол

В филиале ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» на исполнении находятся 1532 договора технологического присоединения электроустановок юридических и физических лиц к электрическим сетям на общую мощность 107,33 МВт со сроком исполнения в 2018 году, в том числе:

- максимальной мощностью до 15 кВт включительно – 1176 договоров на общую мощность 12,72 МВт;
- максимальной мощностью более 15 кВт до 150 кВт включительно – 280 договоров на общую мощность 22,02 МВт;
- максимальной мощностью более 150 кВт до 670 кВт включительно – 52 договора на общую мощность 19,52 МВт;

- максимальной мощностью более 670 кВт – 24 договора на общую мощность 53,07 МВт.

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» максимальной мощностью более 150 кВт представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Данные о действующих договорах технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
1	ООО «Орион»	Рекреационная зона на пруду Покровского	Белгородская область, Ивнянский район, с. Покровка	250	ПС 110/35/6 кВ Рудник
2	Черноземное ПМЭС филиал ПАО «ФСК ЕЭС»	КТП	Белгородская область, Старооскольский район, г. Старый Оскол, ул. Прядченко, 114	600	ПС 110/10 кВ Пушкарная
3	ООО «Новостройзаказчик»	Детский сад	Белгородская область, г. Белгород, МКР «Спутник»	279	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
4	ОАО «Дирекция жилого района Южный»	ВРУ ВНС Южного (Дубовского) направления	Белгородская область, Белгородский район, п. Дубовое	525	ПС 110/10/10 кВ Майская
5	УКС Администрации г. Белгорода МКУ	ВРУ ФОКА	Белгородская область, г. Белгород, ул. Корочанская, 39а	459	ПС 110/6/6 кВ Донец
6	ООО «Центр Строй»	ВРУ 0,4кВ МТФ	Белгородская область, Корочанский район, с. Шеино	250	ПС 110/10 кВ Шеино
7	Шебекинский дом-интернат для престарелых	ВРУ № 1, ВРУ № 2, ВРУ КНС «Капитальный ремонт»	Белгородская область, Шебекинский район, г. Шебекино, ул. Дачная, 2	357,71	ПС 110/6 кВ Лизины
8	ООО «СК Оникс»	Семь трехэтажных жилых домов	Белгородская область, Белгородский район, п. Северный, массив № 20-а, участок № 510-а	312	ПС 110/10/10 кВ Северная
9	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Белгородская область, Яковлевский район, п. Томаровка, ул. Белгородская	363,3	ПС 110/35/10 кВ Томаровка

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
10	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Белгородская область, Волоконовский район, в юго-восточной части п. Волоконовка	500,7	ПС 110/35/10 кВ Волоконовка
11	ГУЗ «Детская областная больница»	ВРУ по объекту «Капитальный ремонт лечебного корпуса»	Белгородская область, г. Белгород, ул. Губкина, 50	349	ПС 110/10/6 кВ Южная
12	ООО «Малоэтажное жилищное строительство»	ВРУ-0,4 кВ жилого дома	Белгородская область, Белгородский район, мкр. «Белгород – 53», в границах Беловского сельского поселения	400	ПС 110/6 кВ Витаминный комбинат
13	ООО «Белгранкорм»	ВРУ-0,4кВ Заявителя № 1,2,3,4 на ПТФ «Ракитное»	Белгородская область, Ракитянский район, п. Ракитное (с южной стороны балки Ковалев Яр)	500	ПС 110/35/10 кВ Малиновка
14	ООО «Малоэтажное жилищное строительство»	ВРУ-0,4 кВ № 1, ВРУ-0,4 кВ № 2 жилых домов	Белгородская область, Белгородский район, с. Ерик, в районе ул. Советская	200	ПС 35/6 кВ Северная
15	ООО «Строй-ИнвестПлюс»	ВРУ 0,4 кВ Многоквартирного девятиэтажного дома	Белгородская область, г. Белгород, ул. Славянская, 7в, 7г	300	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
16	Белгородский областной фонд поддержки ИЖС	ВРУ 0,4 кВ ВНС второго подъема	Белгородская область, Белгородский район, мкр. Таврово 14/2	236	ПС 35/10 кВ Никольское
17	Белгородский областной фонд поддержки ИЖС	ВРУ 0,4 кВ ВНС второго подъема	Белгородская область, Белгородский район, мкр. Разумное 22	400	ПС 110/35/6кВ Восточная
18	ОАО УК «Белфарма»	Производственные здания объекта Биофарм	Белгородская область, Яковлевский район, Терновское с/п, в границах СПК Терновский, южнее х. Жданов, вдоль автодороги «Москва - Крым»	630	ПС 35/10 кВ Гостищево

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
19	ООО «Кустовое»	ВРУ 0,4 кВ	Белгородская область, Яковлевский район, в границах СПК им. Дзержинского, с. Калинино	650	ПС 110/35/10 кВ Томаровка
20	ООО «Завод металлических сеток»	КТП ООО «ЗМС»	Белгородская область, г. Белгород, ул. Рабочая, 30	250	ПС 110/35/6кВ Восточная
21	ООО «Вега»	КТП 10/0,4 кВ	Белгородская область, г. Белгород, ул. Щорса, 8м	500	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
22	МОУ «Почаевская СОШ»	ВРУ 0,4кВ школы	Белгородская область, Грайворонский район, с. Почаево, ул. Кирова, 1-а	180	ПС 35/10 кВ Дорогощь
23	ООО «Здоровье Плюс»	Здание медицинского центра	Белгородская область, г. Старый Оскол, мкр. Олимпийский, 18	300	ПС 110/10 кВ Пушкарная
24	Управляющая компания ЖБК-1	ВРУ № 1, № 2 для электроснабжения многоквартирного жилого дома	Белгородская область, г. Белгород, мкр. «Новый-2»	397,13	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
25	ОГБУЗ «Детская областная больница»	ВРУ 1, ВРУ 2 объекта	Белгородская область, г. Белгород, ул. Губкина, 44	154,5	ПС 110/6 кВ Авторемзавод
26	ПАО «МТС»	ВРУ-0,4 кВ Офисного здания ПАО «МТС»	Белгородская область, г. Белгород, проспект Б.Хмельницкого, 133и	200	ПС 110/6/6 кВ Белгород
27	ООО «МК Северский Донец»	ВРУ 0,4 кВ комплекса по выращиванию зерновых культур	Белгородская область, Шебекинский район, в границах земель ЗАО «Россия» с. Репное	540	ПС 35/10кВ Стариково
28	Агропромышленный комплекс ООО «ПромАгро»	Завод по производству комбикормов	Белгородская область, г. Старый Оскол, ул. 1-й Конной Армии	580	ПС 110/10 кВ Промышленная
29	Агропромышленный комплекс ООО «ПромАгро»	Нежилое здание	Белгородская область, г. Старый Оскол, станция «Котел», промузел, площадка Дорожная, проезд М-3, №1	580	ПС 110/10 кВ Обуховская

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
30	ООО «Русарго-Молоко»	ВРУ «МТК Ездочное»	Белгородская область, Чернянский район, с. Ездочное, ул. Крупской	240	ПС 110/35/10 кВ Чернянка
31	ОАО «Евраз Металл Инпром»	КТП металлбазы	Белгородская область, г. Белгород, ул. Сумская, 64	630	ПС 110/6/6 кВ Белгород
32	ООО «Строй-инжиниринг»	Многоквартирный жилой дом	Белгородская область, г. Старый Оскол, мкр Северный	310	ПС 110/10 кВ Промышленная
33	Курилова Евгения Александровна	Нежилое здание	Белгородская область, Старооскольский район, с. Котово, ул. Мира, 61	400	ПС 110/10 кВ Центральная
34	ООО «Агро-прод»	Животноводческий комплекс	Белгородская область, Красногвардейский район, примерно в 2500 метрах по направлению на юго-восток от ориентира с.Сорокино	500	ПС 110/35/10кВ В.Покровка
35	ООО «ЭЛКИР»	КТП 10 кВ многоквартирного жилого дома	Белгородская область, Белгородский район, п. Майский, ул. Кирова, 9	400	ПС 110/10/10 кВ Майская
36	ООО «БелТорг»	Электродвигатели, транспортеры, освещение	Белгородская область, Ивнянский район, с. Покровка	410	ПС 110/35/6 кВ Рудник
37	ООО «Ортобел Р»	Медицинское оборудование, освещение	Белгородская область, г. Белгород, ул. Песчаная	230	ПС 110/6 кВ Витаминный комбинат
38	ООО «Белая птица – Белгород»	РУВН-10 кВ в проектируемой КТП 10/0,4 кВ	Белгородская область, Валуйский район, в 1 км юго-восточнее г. Валуйки	520	ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки
39	ООО «Норильчанин»	Многоквартирный жилой дом	Белгородская область, г. Старый Оскол, мкр. Заречье, 17	192,7	ПС 110/10 кВ Промышленная
40	ПАО Сбербанк	ВРУ КИЦ (рабочее освещение, аварийное освещение)	Белгородская область, г. Белгород, ул. Мичурина, 106	240,43	ПС 110/6/6 кВ Белгород
41	ООО «Лимкорм»	Автоматы	Белгородская область, г. Шебекино, ул. Ржевское шоссе, д. 29а	200	ПС 110/6 кВ Химзавод

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
42	АО «Витязь»	Многоквартирный дом	Белгородская область, Старооскольский район, г. Старый Оскол, мкр. Северный, 9	270	ПС 110/10/6 кВ Казачьих Бугры
43	Управление Россельхознадзора по Белгородской области	Нежилое помещение	Белгородская область, г. Белгород, ул. Щорса, 8	265	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
44	ООО «Стандарт-Шина»	Нежилые здания	Белгородская область, Валуйский район, юго - восточнее с. Солоти	320	ПС 330/110/35/10 кВ Валуйки
45	ООО «Агроакадемия»	Технологическое оборудование	Белгородская область, г. Шебекино, ул. Ржевское шоссе, д. 29а	500	ПС 110/6 кВ Химзавод
46	ООО «Транспортная компания Экотранс»	Комплекс экологический	Белгородская область, Яковлевский район, в границах СПК «1-е Мая»	178	ПС 110/10 кВ Крапивенская
47	ПАО «ФСК ЕЭС»	Силовой трансформатор ТСН-3 для ПС 330 кВ Белгород	Белгородская область, Белгородский район, Новосадовское сельское поселение, с. Ближняя Игуменка, пер. Михаила Ждановского, з/у 1	576	ПС 110/10/6 кВ Пищепром
48	Сергеенко Андрей Владимирович	Нежилые помещения	Белгородская область, Старооскольский район, с. Незнамово, ул. Центральная, д. 24а	400	ПС 110/10 кВ Пушкарная
49	ООО «БЗМИ»	ТП 772	Белгородская область, г. Белгород, ул. Магистральная, д. 55	350	ПС 110/10/10 кВ Майская
50	Управление капитального строительства Белгородской области	Строительство учебного блока и пристройки	Белгородская область, г. Новый Оскол, ул. Оскольская, 7	246	ПС 110/35/10 кВ Новый Оскол

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
51	Проскурин Александр Викторович	Нежилое здание	Белгородская область, Старооскольский район	500	ПС 110/10/6 кВ Казацкие Бугры
52	ООО «Газпром социнвест»	Жилой комплекс ПЖК-5	Белгородская область, в пригородной зоне южного направления г. Белгорода (п. Дубовое)	6524	ПС 110/10/10 кВ Майская
53	ООО «Белави»	Производственный корпус	Белгородская область, Белгородский район, п. Северный 1-й, ул. Березовая, 46г	2500	ПС 110/10/10 кВ Северная
54	Завод нестандартного оборудования и металлоизделий	Газопоршневая электрогенераторная установка	Белгородская область, г. Белгород, ул. Рабочая, 14	4388	ПС 110/6 кВ Витаминный комбинат
55	ООО «Управляющая компания ЖБК-1»	РП-6,3 кВ комплекса многоквартирных жилых домов	Белгородская область, Белгородский район, пгт. Разумное, массив 54	6529,37	ПС 110/35/6 кВ Крейда
56	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс с ледовой ареной	Белгородская область, Белгородский район, п. Майский, ул. Зеленая, 7а	1091,3	ПС 110/10/10 кВ Майская
57	ООО «МК Северский Донец»	ВРУ1 0,4кВ 1200 кВт объекта «Молочно-товарная ферма»	Белгородская область, Корочанский район, в границах СПК «Луч» с. Шеино	1200	ПС 110/10 кВ Шеино
58	ООО «МК Северский Донец»	ВРУ1 0,4кВ 1200 кВт объекта «Молочно-товарная ферма»	Белгородская область, Корочанский район, в границах СПК «Луч» с. Мазикино	1200	ПС 110/10 кВ Шеино
59	ООО «БЭЗРК»	ВРУ-0,4 кВ № 1, 2, 3, 4 Заявителя Завод по производству комбикормов	Белгородская область, Ракитянский район, п. Пролетарский, ш. Борисовское, 1	1600	ПС 110/10 кВ Готня
60	ООО «БЭЗРК»	ВРУ-0,4 кВ Заявителя № 1; 2; 3 Элеватор	Белгородская область, Ракитянский район, п. Пролетарский, ш. Борисовское, 1	1000	ПС 110/10 кВ Готня

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
61	ЗАО «Краснояржужская зерновая компания»	Сушильный комплекс, линия подработки кукурузы	Белгородская область, Белгородский район, с. Петровка, ул. Трудовая, 40	1700	ПС 110/35/10 кВ Черемошное
62	ООО «Инвестиционная компания «Улитка»	ВРУ жилых домов, ВРУ офисных помещений, наружное освещение	Белгородская область, Белгородский район, п. Дубовое, ул. Зеленая	847,6	ПС 35/10 кВ Таврово
63	Центр социальных инвестиций и строительства	ГРЩ 1, ГРЩ 2 объекта: Строительство многофункционального центра	Белгородская область, г. Белгород, ул. Щорса	4092	ПС 110/10/10 кВ Майская
64	Министерство обороны Российской Федерации	Объекты инфраструктуры базового военного городка	Белгородская область, Валуйский район, в границах плана земель бывшего АОЗТ «Восход», кадастровый номер земельного участка 31:26:0000000:425	5176	ПС 110/10 кВ Ватутинская
65	ООО «Индустрия»	РУ 6 кВ ТП 282	Белгородская область, г. Белгород, ул. Константина Заслонова, 187	1987	ПС 110/10/6 кВ Пищепром
66	ООО «Хохланд Русланд»	Расширение производственных мощностей	Белгородская область, Прохоровский район, пгт. Прохоровка, ул. Мичурина, 48	1682	ПС 35/10 кВ Прелестное
67	Агропромышленный комплекс «ПромАгро»	Мясоперерабатывающий комплекс	Белгородская область, г. Старый Оскол, промузел, ст. Котел, площадка «Строительная», проезд Ш-5, строения №3 и №5	2000	ПС 110/10 кВ Обуховская
68	Агропромышленный комплекс «ПромАгро»	Нежилое здание	Белгородская область, г. Старый Оскол (северная промкомзона)	800	ПС 110/10 кВ Промышленная
69	ООО «Белгородский аквапарк»	Аквапарк	Белгородская область, Белгородский район, п. Разумное	2000	ПС 110/6 кВ Витаминный комбинат
70	ООО «Эдванс фармасьютикалс»	Производственное оборудование, вентиляция	Белгородская область, Белгородский район, юго-западнее п. Северный	1000	ПС 110/10/10 кВ Северная

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
71	ООО «Техсапфир»	Производственное помещение, корпус № 3	Белгородская область, Белгородский район, п. Северный, ул. Березовая, 1/4	1050	ПС 110/10/10 кВ Северная
72	АО «Дирекция ЮЗР»	Жилой комплекс	Белгородская область, г. Белгород, ул. Каштановая	1358,52	ПС 110/10/10 кВ Дубовое
73	ООО «Научно-образовательный центр «Бирюч»	Промпарк	Белгородская область, Красногвардейский район, примерно в 1500 метрах по направлению на северо-восток от центра села Малобыково, кадастровый номер земельного участка 31:21:0000000:347	1000	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейское
74	ООО «Трансжестрой-ПГС»	Комплекс жилых домов	Белгородская область, г. Белгород, ул. Островского	1500	ПС 110/6/6 кВ Белгород
75	ООО «Респект»	Жилой комплекс	Белгородская область, г. Белгород, пр. Белгородский, 114	843,919	ПС 110/6/6 кВ Белгород
76	Малозэтажное жилищное строительство ООО	Жилой дом	Белгородская область, г. Грайворон	150	ПС 110/35/10 кВ Грайворон

4.6. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Белгородской энергосистемы

Основные направления развития сети 110 кВ связаны:

- с повышением надежности электроснабжения потребителей;
- с обеспечением технической возможности подключения новых потребителей согласно поданным заявкам и действующим договорам на технологическое присоединение;
- с ликвидацией недостаточной пропускной способности трансформаторов и линий электропередачи;
- с заменой морально и физически изношенного оборудования.

В таблице 4.8 приведён перечень рекомендуемых к строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше на территории Белгородской области на пятилетний период.

Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов на территории Белгородской области на 2019 – 2023 годы

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС					
1	Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол	2018	500	115,35 км	Обеспечение выдачи мощности блока №2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2, проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы
2	ПС 330 кВ Белгород (комплексная реконструкция, установка АТ 330/110 кВ, двух БСК 110 кВ)	2018	330	500 (-35) МВА / 2×52 МВАр	Реновация основных фондов, обеспечение технологического присоединения новых потребителей (тепличные комплексы ООО «Извол Агро» и ООО «Тепличный комплекс Белогорья»), проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы
3	ПС 330 кВ Губкин (комплексная реконструкция, установка трех Т 110/35/10 кВ)	2019	330	589 (-61) МВА / 2×52 МВАр	Реновация основных фондов, проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы.
4	Реконструкция ПС 330 кВ Белгород с установкой четырех линейных ячеек 110 кВ	2020	330	500 (+0)	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ «ИзволАгро плюс» и «Тепличный комплекс «Белогорье»
Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»					
5	Реконструкция ПС 110 кВ Коньшино с заменой масляных выключателей 110 кВ (2 шт.) на элегазовые ОРУ 110 кВ	2018	110	3,2 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород - Южная №1 с отпайками с заменой грозозащитного троса	2018	110	6,5 км	Превышение нормативного срока службы
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород - Сажное с заменой грозозащитного троса	2018	110	34,516 км	Превышение нормативного срока службы
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сажное - Александровка с заменой грозозащитного троса	2018	110	24,325 км	Превышение нормативного срока службы
9	Реконструкция ПС 110/10 кВ Пушкарная с монтажом дугогасящих реакторов (4 шт.)	2018	110	80 (+0) МВА	Подключение сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Строитель», строительство которых предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп. Компенсация емкостных токов замыкания на землю, величины

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
					которых не соответствуют требованиям нормативно-технической документации
10	Реконструкция ПС 110/10 кВ Центральная с монтажом дугогасящих реакторов (4 шт.)	2018	110	80 (+0) МВА	Подключение сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Пролески», строительство которых предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп. Компенсация емкостных токов замыкания на землю, величины которых не соответствуют требованиям нормативно-технической документации
11	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой блоков ОД и КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ, масляных выключателей 10 кВ на вакуумные (35 шт), устройств РЗА и установкой новой системы постоянного оперативного тока	2019	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Валуйки - Оросительная 1-2 цепи с заменой грозозащитного троса	2019	110	5,4 км	Превышение нормативного срока службы
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алексеевка - Острогожск с заменой грозозащитного троса (протяженность 17,2 км)	2019	110	17,2 км	Превышение нормативного срока службы
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Валуйки - Валуйки тяговая с заменой грозозащитного троса	2019	110	2,8 км	Превышение нормативного срока службы
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Готня - Красная Яруга с заменой грозозащитного троса	2019	110	12,6 км	Превышение нормативного срока службы
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Южная - Западная № 2 с заменой грозозащитного троса	2019	110	12,0 км	Превышение нормативного срока службы
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2	2020	110	11,55 км	Превышение нормативного срока службы
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками (замена провода АС-120 на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А – 13,16 км)	2020	110	13,16 км	Ликвидация недостаточной пропускной способности ВЛ в послеаварийном режиме (в ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол)

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
19	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками (замена провода АС-120 на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А – 13,16 км)	2020	110	13,16 км	Ликвидация недостаточной пропускной способности ВЛ в послеаварийном режиме (в ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол)
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна	2020	110	33,23 км	Превышение нормативного срока службы.
21	Строительство ПС 110/35/10 кВ Короча (с переносом ПС на новую площадку). Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора ТДТН-40000/110/35/10, оборудование ОРУ 110 кВ по схеме №110-13, ОРУ 35 кВ по схеме №35-9, ЗРУ-10 кВ в БМЗ	2020	110	80 (+32) МВА	Ликвидация существующего дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
22	Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель с заменой трансформаторов 2×ТДН-15000/110/6 на 2×ТДТН-25000/110/10/6, оборудования ОРУ 110 кВ, с установкой элегазовых выключателей 110 кВ, измерительных трансформаторов 110 кВ с оптоволоконном, с монтажом здания БМЗ с оборудованием ЗРУ 10 кВ	2020	110	50 (+20) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
23	Реконструкция ВЛ 110 кВ Палатовка - Алексеевка с заменой грозозащитного троса	2020	110	37,18 км	Превышение нормативного срока службы
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Оскол – Верхняя Покровка с заменой грозозащитного троса	2020	110	43,2 км	Превышение нормативного срока службы
25	Реконструкция ВЛ 110 Старый Оскол – Цемзавод №1 с заменой грозозащитного троса	2020	110	21,77 км	Превышение нормативного срока службы
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 - Казацкие Бугры с заменой грозозащитного троса (протяженность 18,56 км)	2020	110	18,56 км	Превышение нормативного срока службы
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Северная с заходами на ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой грозозащитного троса	2020	110	14,4 км	Превышение нормативного срока службы
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пищепром - Северная с заменой грозозащитного троса	2020	110	12,5 км	Превышение нормативного срока службы
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород - Пищепром с заменой грозозащитного троса	2020	110	2,8 км	Превышение нормативного срока службы
30	Реконструкция ПС 110 кВ Александровка с монтажом ячейки 35 кВ для подключения строящейся ВЛ 35 кВ Александровка - Гостищево	2020	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
31	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шеино - Короча и Короча - Скородное на новую ПС 110/35/10 кВ Короча (протяжённость 1,366 км)	2020	110	1,366 км	В связи со строительством ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке
32	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов 2×ТРДН-40000/110/10 на 2×ТДТН-40000/110/35/10 по техсостоянию и монтажом оборудования ЗРУ 35 кВ	2021	110	80 (+0) МВА	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная - Черемошное с изменением конфигурации сети)
33	Реконструкция ВЛ 110 кВ Валуйки - Волоконовка с заменой грозозащитного троса	2021	110	45 км	Превышение нормативного срока службы
34	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с заходами на ПС 110 кВ Шебекино с заменой грозозащитного троса	2021	110	35,1 км	Превышение нормативного срока службы
35	Реконструкция ПС 110/10 кВ Южная с заменой силовых трансформаторов 2×40 на 2×40 и 2×25 МВА, строительством многоэтажного производственного здания с оборудованием КРУЭ-110, РУ 10, РУ 6 кВ, с панелями РЗА, систем телемеханики и цифровых каналов связи	2022	110	130 (+50) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
36	Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная с переводом в КЛ 110 кВ (протяженность 10,39 км)	2022	110	10,39 км	В рамках реконструкции ПС 110/10/6 кВ Южная
37	Реконструкция ПС 110 кВ Архангельская с заменой масляных выключателей 35 кВ (8 шт) и 110 кВ (1 шт) на элегазовые, устройств РЗА, с монтажом оборудования новой системы постоянного оперативного тока, замена силового трансформатора 10 МВА на 16 МВА	2022	110	32 (+6) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств, превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
38	Реконструкция ПС 110 кВ Авторемзавод с заменой масляных выключателей 110 кВ (3 шт) на элегазовые ОРУ 110 кВ и устройств РЗА, установка нового щита переменного тока	2022	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения, обеспечение ввода реконструируемой ПС 330 кВ Белгород
39	Реконструкция ПС 110 кВ Борисовка с заменой масляных выключателей 110 кВ (2 шт.) на элегазовые ОРУ 110 кВ	2022	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
40	Модернизация ПС 110 кВ Готня с установкой оборудования системы постоянного оперативного тока	2022	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
41	Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ ПС 330 кВ Белгород (вынос коммуникаций из зоны застройки), с заменой устройств РЗА и ПА, каналобразующего оборудования на ПС 110 кВ Рудник, Пищепром	2023	110	17,165 км	Обеспечение ввода в эксплуатацию реконструируемой ПС 330 кВ Белгород
42	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка - Чернянка с заменой провода, опор, грозотроса по техсостоянию (протяженность 23,7 км)	2023	110	23,7 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
43	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новый Оскол - Верхняя Покровка с заменой провода, опор, грозотроса по техсостоянию	2023	110	43,2 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
44	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные с заменой масляных выключателей 6 кВ (26 шт.) на вакуумные ЗРУ 6 кВ	2023	110	32 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
45	Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол Тяговая с заменой провода, опор, грозотроса по техсостоянию	2023	110	3,5 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
46	Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская - Малиновка - Красная Яруга	2023	110	70,0 км	Повышение надёжности и качества электроснабжения юго-западного энергорайона (повышение уровня напряжения в нормальной (ремонтной) схеме и в послеаварийных режимах на ПС 110 кВ Томаровка, Борисовка, Грайворон, Красная Яруга, Ракитное, Ивня, Малиновка, Готня)
47	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 - Центральная с заменой провода, опор, грозотроса	2023	110	10,7 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
48	Реконструкция ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с заменой силовых трансформаторов ТДТН-25000/110, ТДТНГ-20000/110, ТРНДЦН-25000/110 на 2×ТДТН-25000/110/35/6, изменением схемы ОРУ 110 кВ на №110-5АН, монтажом оборудования ЗРУ-6 кВ и ОПУ в БМЗ	2020	110	50 (-20) МВА	Высокая степень износа оборудования ПС (в эксплуатации с 1962 г.), повышение надежности электроснабжения существующих потребителей г. Старый Оскол 1 и 2 категории (школы, детские сады, больницы, котельные и т.п.)
49	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка - Коньшино с заменой провода, опор, грозотроса по техсостоянию	2023	110	47,1 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
50	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ «Луч» - Черемошное с заменой провода, опор, грозотроса.	2023	110	35,9 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации.

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
51	Реконструкция ПС 110 кВ Айдар с заменой масляных выключателей 35 кВ (7 шт.) на элегазовые и устройств РЗА	2023	110	26 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
52	Реконструкция ПС 110 кВ Александровка с заменой масляных выключателей 35 кВ (7 шт.) на элегазовые ОРУ 35 кВ	2023	110	50 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
53	Реконструкция ПС 110 кВ Журавлики с заменой масляных выключателей 35 кВ (8 шт.) на элегазовые в ОРУ 35 кВ	2023	110	65 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
54	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Вейделевка (замена силовых трансформаторов 2×10 на 2×16 МВА)	2023	110	32 (+12) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,95 МВт, повышение надежности электроснабжения
55	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка (замена силовых трансформаторов 2×10 на 2×16 МВА)	2023	110	32 (+12) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,95 МВт, повышение надежности электроснабжения
56	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон (замена силовых трансформаторов 2×16 на 2×25 МВА)	2023	110	50 (+18) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС (более 35 лет), ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 1,47 МВт, повышение надежности электроснабжения
57	Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная (замена силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×16 МВА на 110/10/6 кВ мощностью 2×25 МВА)	2023	110	50 (+18) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,66 МВт, повышение надежности электроснабжения
58	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ракитное (замена силовых трансформаторов 2×16 на 2×25 МВА)	2023	110	50 (+18) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,26 МВт, повышение надежности электроснабжения
59	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Томаровка (замена силовых трансформаторов 2×16 на 2×25 МВА)	2023	110	50 (+18) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 2,19 МВт, повышение надежности электроснабжения
60	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Чернянка (замена силовых трансформаторов 2×16 на 2×25 МВА)	2023	110	50 (+18) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 2,19 МВт, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
	торов 2×16 на 2×25 МВА)				трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,26 МВт, повышение надежности электроснабжения
61	Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское с заменой оборудования ОРУ 35 кВ и установкой ячеек 10 кВ (16 шт) с трансформаторами тока	2019	35	8 (+0)	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
62	Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское с заменой силового трансформатора 2,5 на 2×4 МВА, монтажом нового оборудования ОПУ, систем постоянного оперативного тока, телемеханики и связи, устройства РЗА и ПА	2019	35	8 (+5,5) МВА	Строительство 2-й очереди ПС для обеспечения вторым питанием потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения
63	Строительство ВЛ 35 кВ Александровка - Гостицево	2020	35	39,852 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Гостицево, повышение надежности электроснабжения
64	Реконструкция заходов ВЛ 35 кВ Восточная - Таврово на ПС 35/6 кВ Земснаряд с переводом в КЛ 35 кВ (протяженность 4,8 км)	2020	35	4,8 км	Вынос ВЛ 35 кВ из зоны массовой застройки микрорайонов ИЖС
65	Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Короча - Ивица-1, Короча - Ивица-2, Короча - Борисы, Короча - Половка, Короча - Анновка, Короча - Яблоково для обеспечения захода ВЛ 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке	2020	35	1,51 км	В связи со строительством ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке
66	Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи	2021	35	21,001 км	Обеспечение вторым источником электроснабжения по сети 35 кВ ПС 35/10 кВ Подольхи
67	Строительство КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня и Майская - Таврово	2021	35	7,2 км	Ликвидация районов с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы (транзит 35 кВ Восточная – Черемошное с изменением конфигурации сети)
68	Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка с заменой провода, опор (протяженность 23,2 км)	2023	35	23,2 км	Замена физически устаревшего оборудования, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации
69	Реконструкция ПС 35 кВ Н.Александровка с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА	2023	35	5 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения

№ п/п	Наименование объекта, класс напряжения	Год окончания строительства	Класс напряжения, кВ	Протяженность / суммарная (+присоединяемая) мощность трансформаторов, км/МВА/Мвар	Обоснование необходимости строительства
70	Реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые (5 шт.), с установкой нового оборудования ОРУ 35 кВ, ОПУ, системы постоянного оперативного тока, устройств РЗА	2023	35	8 (+0) МВА	Превышение нормативного срока службы основного оборудования ПС, повышение надежности электроснабжения
71	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка (замена силовых трансформаторов 2×4 на 2×6,3 МВА)	2023	35	12,6 (+4,6) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,26 МВт, повышение надежности электроснабжения
72	Реконструкция ПС 35/10 кВ Принцевка (замена силовых трансформаторов 2×2,5 на 2×4 МВА)	2023	35	8 (+3) МВА	Ликвидация недостаточной пропускной способности трансформаторов, исполнение договорных обязательств в объеме 0,26 МВт, повышение надежности электроснабжения
Сторонние организации (не электросетевые компании)					
73	Реконструкция ПС 330/110/35 кВ Лебеди с размещением на новой площадке с установкой 4 АТ мощностью 4×200 МВА (АО «Лебединский ГОК»)	2023	330	800 (+400) МВА	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
74	Строительство ПС 110/35/6 кВ Кмаруда (ОАО «КМАРуда»)	2018	110	80 (+80) МВА	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
75	Реконструкция ПС 110 кВ Гринхаус с установкой силового трансформатора мощностью 63 МВА (ООО «Гринхаус»)	2020	110	126 (+63) МВА	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
76	Строительство ПС 110 кВ Изовол (ООО «Изовол Агро Плюс»)	2020	110	80 (+80) МВА	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра
77	Строительство ПС 110 кВ (ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»)	2020	110	80 (+80) МВА	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра

Обосновывающие материалы по новому строительству и реконструкции приведены в приложении к СиПРЭ Белгородской области.

На период 2019 – 2023 годов СиПРЭ Белгородской области запланировано:
– строительство 1 ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2 протяженностью 115,35 км с реконструкцией РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол;

- комплексная реконструкция 3 подстанций с высшим классом напряжения 330 кВ (ПС 330 кВ Белгород и ПС 330 кВ Губкин филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Чернозёмное ПМЭС, ПС 330 кВ Лебеди АО «Лебединский ГОК»);
- строительство 3 новых подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 240,0 МВА (ПС 110/35/6 кВ КМАРуда ОАО «Комбинат КМАРуда», ПС 110 кВ Извол ООО «Извол Агро Плюс» и ПС 110 кВ ООО «Тепличный комплекс «Белогорья»);
- строительство 2 новых ВЛ 110 кВ общей протяженностью 71,37 км и 3 ЛЭП 35 кВ общей протяженностью 68,05 км;
- реконструкция 26 ПС 110 кВ, в том числе 13 с изменением трансформаторной мощности и 13 без изменения мощности;
- реконструкция 6 ПС 35 кВ, в том числе 3 с изменением трансформаторной мощности и 3 без изменения мощности;
- реконструкция 12 ВЛ 110 кВ общей суммарной протяженностью 262,76 км и 3 ВЛ 35 кВ общей протяженностью 29,51 км;
- замена грозозащитного троса на 17 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 345,85 км.

5. Расчеты электроэнергетических режимов электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Расчеты послеаварийных электроэнергетических режимов сети 35-750 кВ для летних и зимних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

5.1. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2019 года

5.1.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составит 108 процентов (ток нагрузки 423 А, длительно допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 390 А).

Для ликвидации перегрузки ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме необходимо перевести нагрузку по сети 35 кВ (6,7 МВт) с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное.

Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга в 2023 году исключит перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в указанном послеаварийном режиме. До включения в работу вышеуказанных ВЛ 110 кВ возможная перегрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка №2 в

послеаварийном режиме будет исключаться путем реализации режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме.

5.1.2. В ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ Юго-Западного энергорайона (секции шин 110 кВ ПС 110 кВ Борисовка, ПС 110 кВ Грайворон, ПС 110 кВ Готня, ПС 110 кВ Ракитное, ПС 110 кВ Красная Яруга, ПС 110 кВ Малиновка) ниже аварийно допустимых значений (76,5 – 84,7 кВ).

Работа АОСН на ПС 110 кВ Юго-Западного энергорайона в существующем объеме (объем отключаемой нагрузки до 35 МВт).

5.1.3. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород

Загрузка ВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками (участок от ПС 330 кВ Белгород до отпайки на ПС 110 кВ Крейда) составит 86 процентов (ток нагрузки 440 А, длительно допустимый ток для провода АС-185 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 510 А). Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах.

5.1.4. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино

Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1 составит 49 процентов (ток нагрузки 254 А, длительно допустимый ток для провода АС-185 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 510 А). Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах.

5.1.5. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

Напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 93,7 кВ (ниже минимально допустимого значения). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 138 процентов (ток 833 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 на ПС 110 кВ Казацкие Бугры составит 117 процентов (ток нагрузки 703 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 111 процентов (ток нагрузки 667 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 111 процентов (ток нагрузки 667 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна составит 138 процентов (ток нагрузки 840/833 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая

Поляна), длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 610 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры составит 109 процентов (ток нагрузки 667 А, длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 610 А. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 92 процента.

Реализация следующих режимных мероприятий:

- переключение РПН АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Губкин в 1 положение;
- включение в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин;
- перевод нагрузки с 1Т на 2Т, 3Т на ПС 110 кВ Старый Оскол-1 (8,6 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Очистные (1,9 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Пушкарная (8,2 МВт), с ПС 110 кВ Архангельское по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Чернянка, ПС 110 кВ Верхняя Покровка (4,9 МВт);
- частичный перевод нагрузки Стойленского ГОК с ПС 500 кВ Старый Оскол на ПС 330 кВ Губкин (около 25 МВт. Включение ГПП-12, ГПП-4, ГПП-2, ПС 110 кВ Ремзавод, ПС 110 кВ Строительная от ПС 330 кВ Губкин через ГПП 15);

снижает загрузку ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол до 124 процентов (ток нагрузки 742 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 106 процентов (ток нагрузки 634 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 100 процентов (ток нагрузки 600 А), ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол до 100 процентов (ток нагрузки 600 А), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 123 процентов (ток нагрузки 749/742 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна)), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры до 98 процентов (ток нагрузки 600 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Губкин составит 94 процента. Напряжение на 1 и 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 98,9 кВ.

Для полной ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме около 95 МВт (с учетом выполнения режимных мероприятий).

Исключить перегрузку указанного оборудования возможно реализацией следующих мероприятий:

Вариант 1:

- замена ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол на ВЧ-заградитель с номинальным током 1000 А;
- замена ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) на ВЧ-заградитель с номинальным током 1000 А;
- замена ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) на ВЧ-заградитель с номинальным током 1000 А;
- замена ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый на ВЧЗ с номинальным током 1000 А;
- замена провода АС-240 на ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна с отпайками на провод марки АС-400/69 или АС-500 (33,23 км);

- замена провода АС-240 на ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры на провод марки АС-300 (13,1 км).

Вариант 2:

- включение СВВ-110 на ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 110 кВ Старый Оскол-1;

- включение СВ-110 на ПС 110 кВ Пушкарная с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Пушкарная – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол;

- замена провода АС-120 на ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км);

- замена провода АС-120 ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км).

- Для снятия ограничений принимается вариант № 2.

5.1.6. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино составит 80 процентов. Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Включение в работу ВЛ 110 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород № 1, 2 в ремонтной схеме (в ремонте 1 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород) снижает загрузку АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино в послеаварийном режиме до 70 процентов.

5.1.7. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин. Напряжение в ремонтной схеме на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 116,3 кВ.

В послеаварийном режиме загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 99 процентов (ток нагрузки 593 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 105 процентов (ток нагрузки 628 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 105 процентов (ток нагрузки 628 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры составит 103 процента (ток нагрузки 628 А, длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха + 25°С составляет 610 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры составит 86 процентов (ток нагрузки 593 А, длительно допустимый ток для провода

АС-300 при температуре окружающего воздуха + 25°С составляет 690 А). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

Реализация мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области, исключает перегрузку указанного оборудования.

5.2. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2019 года

5.2.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составит 119 процентов (ток нагрузки 598 А, длительно допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха - 5°С составляет 503 А).

Реализация режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ Томаровка на ПС 110 кВ Черемошное, с ПС 110 кВ Ивня на ПС 110 кВ Александровка, ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Малиновка на ПС 110 кВ Рудник, с ПС 110 кВ Борисовка на ПС 110 кВ Долбино (суммарно 14,5 МВт) позволяет снизить загрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме до 98 процентов.

Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга в 2023 году исключит перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в указанном послеаварийном режиме. До включения в работу вышеуказанных ВЛ 110 кВ, возможная перегрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в послеаварийном режиме будет исключаться путем реализации режимных мероприятий по переводу нагрузки по сети 35 кВ в единичной ремонтной схеме.

5.2.2. В ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка

В послеаварийном режиме напряжение в сети 110 кВ Юго-Западного энергорайона (секции шин 110 кВ на ПС 110 кВ Грайворон, ПС 110 кВ Готня, ПС 110 кВ Ракитное, ПС 110 кВ Красная Яруга и ПС 110 кВ Малиновка) ниже допустимых значений (61 – 74 кВ), что приведет к работе АОСН на ПС 110 кВ Юго-Западного энергорайона в существующем объеме (объем отключенной нагрузки около 47 МВт).

5.2.3. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ 110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород

Загрузка ВЛ 110 кВ Белгород – Южная № 1 с отпайками составит 90 процентов (участок от ПС 330 кВ Белгород до отпайки на ПС 110 кВ Крейда: ток нагрузки 586 А, длительно допустимый ток для провода АС-185 при

температуре окружающего воздуха -5°C составляет 658 А). Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах.

5.2.4. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино

Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1 составит 55 процентов (ток нагрузки 360 А, длительно допустимый ток для провода АС-185 при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 658 А). Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах.

5.2.5. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 118,9 кВ.

В послеаварийном режиме напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 93,4 кВ (ниже минимально допустимого значения). Возможна работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол в существующем объеме. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составит 103 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 150 процентов (ток нагрузки 902 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 141,5 процента (ток нагрузки 849 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 131 процент (ток нагрузки 787 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 131 процент (ток нагрузки 787 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна составит 116 процентов (ток нагрузки 915/902 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 786,9 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры составит 100 процентов (ток нагрузки 787 А, длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 786,9 А). Реализация следующих режимных мероприятий:

- перевод нагрузки с 1Т на 2Т и 3Т ПС 110 кВ Старый Оскол-1 (13,3 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Очистные (2,7 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Пушкарная (14,1 МВт), с ПС 110 кВ Архангельское по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Чернянка, ПС 110 кВ Верхняя Покровка (6,3 МВт);

- частичный перевод нагрузки Стойленского ГОКа с ПС 500 кВ Старый Оскол на ПС 330 кВ Губкин (около 25 МВт. Включение ГПП-12, ГПП-4, ГПП-2, ПС 110 кВ Ремзавод, ПС 110 кВ Строительная от ПС 330 кВ Губкин через ГПП 15);

снижает загрузку ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол до 138 процентов (ток нагрузки 826 А, номинальный ток 600 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 115 процентов (ток нагрузки 693А, номинальный ток 600 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 105 процентов (ток нагрузки 631 А, номинальный ток 600 А), ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол до 105 процентов (ток нагрузки 631 А, номинальный ток 600 А), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 107 процентов (ток нагрузки 839/826 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна)), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры до 80 процентов (ток нагрузки 631 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 108 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012). Напряжение на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 95,5 кВ. Для полной ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме около 140 МВт (с учетом выполнения режимных мероприятий).

Исключить перегрузку указанного оборудования возможно реализацией следующих мероприятий:

Вариант 1:

- замена ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол на ВЧ-заградитель 110 кВ с номинальным током 1000 А;

- замена ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) на ВЧ-заградитель 110 кВ с номинальным током 1000 А;

- замена ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) на ВЧ-заградитель 110 кВ с номинальным током 1000 А;

- замена ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол на ВЧ-заградитель 110 кВ с номинальным током 1000 А;

- замена провода АС-240 на ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна на провод марки АС-400 (33,23 км);

- замена провода АС-240 на ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры на провод марки АС-300 (13,1 км).

Вариант 2:

- включение СВВ-110 на ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 110 кВ Старый Оскол-1;

- включение СВ-110 на ПС 110 кВ Пушкарная с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Пушкарная – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол;

- замена провода АС-120 на ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км);

- замена провода АС-120 на ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км);

Для снятия ограничений принимается вариант № 2.

5.2.6. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино составит 112 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°С согласно СТО 56947007-29.180.01.116-2012). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах. Включение в работу ВЛ 110 кВ Белгород (новая площадка) – Белгород № 1, 2 в ремонтной схеме (в ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород) снижает нагрузку АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино в послеаварийном режиме до 98 процентов.

5.2.7. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 115,1 кВ.

В послеаварийном режиме загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры составит 106 процентов (ток нагрузки 634 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 116 процентов (ток нагрузки 693 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 116 процентов (ток нагрузки 693 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры составит 88 процентов (ток нагрузки 693 А, длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха -5°С составляет 786,9 А). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

Реализация мероприятий, принятых в соответствии с подпунктом 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области, исключает перегрузку указанного оборудования.

5.3. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для летних максимальных нагрузок 2023 года

5.3.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.3.2. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.3.3. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.3.4. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

5.3.4.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин в 1 положении. РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 330 кВ Лебеди в 1 положении. Напряжение в ремонтной схеме на 1, 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 117,1 кВ, на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Лебеди составит 117 кВ.

В послеаварийном режиме напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 91,1 кВ (ниже допустимого значения). Работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол с отключением потребителей на величину около 250 МВт.

Замыкание в ремонтной схеме транзита 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол незначительно повышает напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в послеаварийном режиме (до 91,5 кВ) и не исключает работу АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол.

5.3.4.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 330 кВ Лебеди в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 116,1 кВ, на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Лебеди – 117 кВ.

В послеаварийном режиме напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 93,5 кВ (ниже минимально допустимого значения). Возможна работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол в существующем объеме. Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин составит 98 процентов. Перегрузки оборудования нет.

Замыкание в ремонтной схеме транзита 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол незначительно повышает напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в послеаварийном режиме до 93,6 кВ.

5.3.5. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Белгород. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Белгород составит 115 кВ. В послеаварийном режиме уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино составит 115 процентов. Загрузка АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Фрунзенская составит 89 процентов. Перегрузка на 15 процентов АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино (не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°С (согласно Положению по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ)).

5.3.6. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

5.3.6.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин, Транзит 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол замкнут. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 113,3 кВ. В послеаварийном режиме перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.3.6.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 113,85 кВ. В послеаварийном режиме загрузка АТ-3, АТ-4, АТ-5 ПС 500 кВ Старый Оскол составит 98 процентов (не превышает круглосуточную перегрузку с возможным повышенным износом изоляции для температуры окружающего воздуха +25°C (согласно Положению по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ)). Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.4. Режимы электрической сети 35 кВ и выше для зимних максимальных нагрузок 2023 года

5.4.1. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.4.2. В ремонте АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.4.3. В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино

Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.4.4. В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол

5.4.4.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 330 кВ Лебеди в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 117,7 кВ, на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Лебеди – 117,4 кВ.

В послеаварийном режиме напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 88,7 кВ (ниже допустимого значения). Работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол с отключением потребителей на величину до 250 МВт.

Замыкание в ремонтной схеме транзита 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол незначительно повышает напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в послеаварийном режиме до 89 кВ и не исключает работу АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол.

5.4.4.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. РПН АТ-1, АТ-2 ПС 33-0 кВ Губкин в 1 положении (крайнее). РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 330 кВ Лебеди в 1 положении (крайнее). Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 116,7 кВ, на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Лебеди составит 117,4 кВ.

В послеаварийном режиме напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 92,4 кВ (ниже допустимого значения). Работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол с отключением потребителей на величину до 250 МВт.

Замыкание в ремонтной схеме транзита 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол незначительно повышает напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол в послеаварийном режиме до 92,5 кВ и не исключает работу АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол.

5.4.5. В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Белгород. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Белгород составит 116,5 кВ.

В послеаварийном режиме уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино составит 139 процентов. Загрузка АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Фрунзенская составит 102 процента.

Перегрузка на 39 процентов АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино (для температуры окружающего воздуха -5°C) допустима в течение 24 часов (согласно Положению по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ)).

5.4.6. В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди

5.4.6.1. Без учета выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин, транзит 110 кВ ПС 330 кВ Губкин – ГПП-7 (Лебединский ГОК) – ПС 500 кВ Старый Оскол замкнут. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 113,4 кВ.

В послеаварийном режиме загрузка АТ-3, АТ-4, АТ-5 ПС 500 кВ Старый Оскол составит 103 процента (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C (согласно Положению по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ)). Перегрузки другого оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

5.4.6.2. С учетом выполнения мероприятий, принятых согласно подпункту 5.1.5 пункта 5.1 раздела 5 СиПРЭ Белгородской области

В ремонтной схеме включены в работу БСК-1, БСК-2 ПС 330 кВ Губкин. Напряжение в ремонтной схеме на I, II СШ 110 кВ ПС 330 кВ Губкин составит 113,3 кВ. В послеаварийном режиме загрузка АТ-3, АТ-4, АТ-5 ПС 500 кВ Старый Оскол составит 110 процентов (не превышает нормальную круглосуточную нагрузку для температуры окружающего воздуха -5°C (согласно Положени. по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ)). Перегрузки другого оборудования нет, уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше 2019 года

№ п/п	Режим	Летний максимум 2019 г.	Зимний максимум 2019 г.
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 - 108% (провод)	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 - 119% (провод)
2	В ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка	Напряжение в сети 110 кВ Юго-Западного энергорайона (секции шин 110 кВ ПС 110 кВ Борисовка, ПС 110 кВ Грайворон, ПС 110 кВ Готня, ПС 110 кВ Красная Яруга, ПС 110 кВ Ракитное, ПС 110 кВ Малиновка) ниже аварийно допустимых значений (76,5 – 84,7 кВ). Работа АОСН на ПС 110 кВ Юго-Западного энергорайона в существующем объеме	Напряжение в сети 110 кВ Юго-Западного энергорайона (секции шин 110 кВ ПС 110 кВ Борисовка, ПС 110 кВ Грайворон, ПС 110 кВ Готня, ПС 110 кВ Красная Яруга, ПС 110 кВ Ракитное, ПС 110 кВ Малиновка) ниже аварийно допустимых значений (61 – 74 кВ). Работа АОСН на ПС 110 кВ Юго-Западного энергорайона в существующем объеме
3	В ремонте 1АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
4	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 2, аварийное отключение 1АТ ПС 330 кВ Шебекино	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
5	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	Напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол - 93,7 кВ (ниже минимально допустимого значения). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол - 138%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Губкин-330 – Казацкие Бугры - 117%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры - 111%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол - 111%. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна - 138% (провод). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры - 109 % (провод)	Напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол - 93,4 кВ. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол - 150%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Губкин-330 – Казацкие Бугры - 141,5%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры - 131%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол - 131%. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна - 116% (провод). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры - 100 % (провод)
6	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино - 112%. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

№ п/п	Режим	Летний максимум 2019 г.	Зимний максимум 2019 г.
7	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Губкин-330 – Казацкие Бугры - 99%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры - 105%. Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол - 105%. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры - 103% (провод). Загрузка ВЛ 110 кВ Губкин – Казацкие Бугры - 86% (провод)	Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Губкин-330 – Казацкие Бугры - 106%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Казацкие Бугры - 116%. Загрузка ВЧЗ-110 кВ Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол - 116%. Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры - 88% (провод). Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах

Послеаварийные режимы в сети 35 кВ и выше 2023 года

Таблица 5.2

№ п/п	Режим	Летний максимум 2023 г.	Зимний максимум 2023 г.
1	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
2	В ремонте I АТ ПС 330 кВ Шебекино, аварийное отключение МВ-110 Химзавод ПС 330 кВ Белгород	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах
3	В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная №2, аварийное отключение I АТ ПС 330 кВ Шебекино	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.	Перегрузки оборудования нет. Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах.
4	В ремонте I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол, аварийное отключение II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол	Напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 93,5 кВ (ниже минимально допустимого значения). Перегрузки оборудования нет	Напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол 92,4 кВ (ниже аварийно-допустимого значения). Работа АОСН на ПС 500 кВ Старый Оскол
5	В ремонте I СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород, аварийное отключение II СШ 330 кВ ПС 330 кВ Белгород	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино - 115%	Уровни напряжения в сети 35-110 кВ в допустимых пределах. Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Шебекино - 139%
6	В ремонте ВЛ 330 кВ Губкин – Старый Оскол, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Губкин – Лебеди	Уровни напряжения по сети 35-110 кВ в допустимых пределах	Уровни напряжения по сети 35-110 кВ в допустимых пределах.

6. Анализ балансов реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

Максимальное потребление реактивной мощности приходится на летние месяцы.

В режимный день 21 июня 2017 года потребление реактивной мощности Белгородской энергосистемой составило 673,22 МВАр. Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности при этом составило 0,36 и не превысило максимального значения, которое для сети 110 кВ составляет 0,5¹².

При компенсации реактивной мощности в распределительной сети напряжением 10(6) – 0,4 кВ у конечных потребителей (в Белгородской энергосистеме это в основном крупные сельскохозяйственные предприятия свиноводства, птицеводства и производства комбикормов) необходимость устанавливать устройства компенсации реактивной мощности на шинах подстанций 110 кВ отсутствует.

Следует также отметить, что компенсация реактивной мощности у конечных потребителей сдерживается отсутствием утвержденной методики по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности, так как действующие Методические указания применимы только к договорам на оказание услуг по передаче электрической энергии (договорам энергоснабжения) по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Схемой и программой развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы предусматривается установка 4 батарей статических конденсаторов (далее – БСК) на шинах 110 кВ мощностью 52 МВАр каждая на 2 подстанциях: 2 на ПС 330 кВ Белгород и 2 на ПС 330 кВ Губкин.

7. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

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.

¹² В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 года №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

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 надёжность 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:

- надёжности 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 ущербов;
- 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:

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

б) 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 межсетевое

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.

Филиалу ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго» при формировании инвестиционной программы на 2018 – 2023 годы рекомендуется учесть требования данного раздела для намеченных к новому строительству и реконструкции электросетевых объектов СиПРЭ Белгородской области на 2019 – 2023 годы (приведены в таблице 4.9), а также в части реконструкции существующей системы АСУ ТП (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, первичное оборудование), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными при реконструкции, модернизация и техническом перевооружении подстанций и диспетчерских пунктов районов электрических сетей.

Перечень реконструируемых объектов для внедрения элементов цифровых электрических сетей представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ для внедрения элементов цифровых сетей на 2018 – 2023 годы

№ п/п	Объект	Класс напряжения, кВ	Вид работ (реконструкция, модернизация, техническое перевооружение)	Планируемый год реализации
1	ПС 35/10 кВ Кушино	35	Модернизация в части систем технического учета электрической энергии	2018
2	ПС 35/10 кВ Дорогощ			
3	ПС 35/10 кВ Кировская			
4	ПС 35/10 кВ М. Удеровка			
5	ПС 35/10 кВ Неминущее			
6	ПС 35/6 кВ Земснаряд			
7	ПС 35/10 кВ С-з Уразовский			
8	ПС 35/10 кВ Уразово			
9	ПС 35/10 кВ Покровка			
10	ПС 35/10 кВ Фощеватово			
11	ПС 35/10 кВ Шаховка			
12	ПС 35/10 кВ Лопухинка			
13	ПС 35/10 кВ Новенькое			
14	ПС 35/10 кВ Поповка			
15	ПС 35/10 кВ Яблоново			
16	ПС 35/10 кВ Слоновка			
17	ПС 35/10 кВ Ярское			
18	ПС 35/10 кВ Подольхи			
19	ПС 35/10 кВ Прелестное			
20	ПС 35/10 кВ Радьковка			
21	ПС 35/10 кВ Холодное			
22	ПС 35/10 кВ Шишино			
23	ПС 35/10 кВ Н. Александровка			
24	ПС 35/10 кВ Ровеньки			
25	ПС 35/10 кВ Роговатое			
26	ПС 35/6 кВ Федосеевка			
27	ПС 35/10 кВ Шаталовка			
28	ПС 35/10 кВ Драгунка			

№ п/п	Объект	Класс напряжения, кВ	Вид работ (реконструкция, модернизация, техническое перевооружение)	Планируемый год реализации
29	ПС 35/10 кВ Новоуколово			
30	ПС 35/10 кВ Новохуторное			
31	ПС 35/10 кВ Никитовка			
32	ПС 35/10 кВ Репяховка			
33	ПС 35/10 кВ Теребрено			
34	ПС 35/10/6 кВ Казацкая			
35	ПС 35/10 кВ Малакеево			
36	ПС 35/10 кВ Николаевка			
37	ПС 35/6 кВ Сахарный завод (Ивнянский район)			
38	ПС 35/10 кВ Харьковское	35	Модернизация в части систем технического учета электрической энергии	2019
39	ПС 35/10 кВ Алексеевка (Яковлевский район)			
40	ПС 35/10 кВ Свистовка			
41	ПС 35/10 кВ Сетище			
42	ПС 35/10 кВ Раздорное			
43	ПС 35/10 кВ Уточка			
44	ПС 35/10 кВ Пятницкое			
45	ПС 35/10 кВ В. Лубянки	35		
46	ПС 35/10 кВ Верхопенье			
47	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка			
48	ПС 110/35/10 кВ Стрелецкая			
49	ПС 110/35/10 кВ Черемошное			
50	ПС 110/6 кВ Авторемзавод			
51	ПС 110/6 кВ Белгород			
52	ПС 110/6 кВ Белгород-2			
53	ПС 110/10 кВ Дубовое	110		
54	ПС 110/10 кВ Западная			
55	ПС 110/10/6 кВ Пищепром			
56	ПС 110/10 кВ Северная			
57	ПС 110/10/6 кВ Южная			
58	ПС 110/35/10 кВ Борисовка			
59	ПС 110/35/10 кВ Волоконовка			
60	ПС 35/10 кВ В. Лубянки			
61	ПС 35/10 кВ Пятницкое	35		
62	ПС 110/10 кВ Коньшино			
63	ПС 110/35/10 кВ Грайворон			
64	ПС 110/35/6 кВ Журавлики	110	Модернизация в части обеспечения автоматизированного учета электрической энергии в рамках мероприятий по снижению потерь	2019
65	ПС 110/35/10 кВ Скородное			
66	ПС 110/35/10 кВ Ивня			
67	ПС 35/10 кВ Верхопенье	35		
68	ПС 110/35/10 кВ Короча			
69	ПС 110/35/10 кВ Красногвардейское			
70	ПС 110/35/10 кВ Красная Яруга			
71	ПС 110/35/10 кВ Новый Оскол			
72	ПС 110/10 кВ Птицефабрика			
73	ПС 110/35/10 кВ Александровка			
74	ПС 110/10 кВ Готня	110		
75	ПС 110/35/10 кВ Ракитное			
76	ПС 110/35/10 кВ Ровеньки			
77	ПС 110/35/10 кВ Архангельское			
78	ПС 110/10 кВ Голофеевка			
79	ПС 110/35/10 кВ Долгая Поляна			
80	ПС 110/10/6 кВ Казацкие Бугры			
81	ПС 110/10 кВ Обуховская			

№ п/п	Объект	Класс напряжения, кВ	Вид работ (реконструкция, модернизация, техническое перевооружение)	Планируемый год реализации	
82	ПС 110/35/10 кВ Айдар				
83	ПС 110/6 кВ Очистные				
84	ПС 110/10 кВ Промышленная				
85	ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1				
86	ПС 110/10 кВ Центральная				
87	ПС 35/10 кВ Владимировка				35
88	ПС 110/35/10 кВ Чернянка				110
89	ПС 110/35/10 кВ Максимовка				
90	ПС 110/35/6 кВ Шебекино				
91	ПС 110/35/6 кВ Рудник				
92	ПС 110/6кВ Рудник-2				
93	ПС 110/6 кВ Строитель				
94	ПС 110/35/10 кВ Томаровка	35	Техническое перевооружение в связи с физическим и моральным износом оборудования телемеханики в части систем телемеханики РЗА (замена КПТМ; программа АСТУ) для повышения наблюдаемости режимов работы сети и основного электротехнического оборудования ПС	2018	
95	ПС 35 кВ Красное				
96	ПС 35-кВ Малакеево				
97	ПС 35 кВ Орлик				
98	ПС 35 кВ Пятницкое				
99	ПС 35 кВ Ровеньки				
100	ПС 35 кВ Холодное				
101	ПС 35 кВ Камышеватое	35	Техническое перевооружение в связи с физическим и моральным износом оборудования телемеханики в части систем телемеханики РЗА (замена КПТМ; программа АСТУ) для повышения наблюдаемости режимов работы сети и основного электротехнического оборудования ПС	2019	
102	ПС 35 кВ Алексеевка (Корочанский район)				
103	ПС 35 кВ Анновка				
104	ПС 35 кВ Б.Плес				
105	ПС 35 кВ Городище				
106	ПС 35 кВ Ливенка				
107	ПС 35 кВ М.Удировка				
108	ПС 35 кВ Н.Уколово				
109	ПС 35 кВ Н.Хуторное				
110	ПС 35.кВ Неминущее				
111	ПС 35 кВ Николаевка				
112	ПС 35 кВ Поповка				
113	ПС 35 кВ Прелестное				
114	ПС 35 кВ Раздорное				
115	ПС 35 кВ Яблоново				35
116	ПС35 Фошеватое				
117	ПС 35 Радьковка				
118	ПС 35 Лубяное				
119	ПС 110 Черемошное	110			



**Приложение
к Схеме и программе
развития
электроэнергетики
Белгородской области
на 2019 - 2023 годы**

Обосновывающие материалы нового строительства и реконструкции

**1. Электросетевые объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС»
Чернозёмное ПМЭС**

1.1. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород

ПС 330 кВ Белгород введена в работу в 1964 году в связи с бурным развитием энергопотребления в Белгородской области. По сети 330 кВ ПС 330 кВ Белгород связана ВЛ 330 кВ с ПС 330 кВ Фрунзенская, ПС 330 кВ Шебекино, ПС 330 кВ Лебеди (АО «Лебединский ГОК») и Змиевской ТЭС (Северная энергосистема Украины (Харьковская область)) с отпайкой на ПС 330 кВ Лосево. По сети 110 кВ ПС 330 кВ Белгород связана с Курской энергосистемой, а также с Белгородской ТЭЦ, ГТ ТЭЦ «Мичуринская» и ГТУ ТЭЦ «Луч».

Подстанция обеспечивает питание коммунально-бытовых потребителей г. Белгорода и 6 прилегающих районов (население более 500 тыс. человек) и является центром питания в Южной части Белгородской области. От подстанции запитаны потребители, работающие в сфере оборонной промышленности. По ВЛ 330 кВ подстанция задействована в межгосударственном транзите электроэнергии с Украиной. Запитаны тяговые подстанции Юго-Восточной железной дороги ОАО «РЖД», Яковлевский рудник.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород обусловлена реновацией основных фондов.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Белгород предусмотрена проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы.

1.2. Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин

ПС 330 кВ Губкин введена в эксплуатацию в 1961 году для развития сети ЕНЭС в Белгородской области, с целью обеспечения резко возросших потребностей в электроэнергии в связи с началом разработки Стойленского месторождения железной руды и расширения уже существующего Лебединского месторождения железной руды Курской магнитной аномалии.

По сети 330 кВ ПС Губкин связана ВЛ 330 кВ с ПС 330 кВ Лебеди и ПС 500 кВ Старый Оскол, а по сети 220 кВ – с Нововоронежской АЭС. К шинам 110 кВ присоединены 10 линий – 2 тупиковые и 8 транзитных.

Подстанция связывает транзитом 330 кВ экономически развитие районы Юга и Севера Белгородской области. Подстанция обеспечивает питание по линиям 330 кВ и 110 кВ АО «Лебединский ГОК» (3 линии, 30 процентов нагрузки ПС), ОАО «Стойленский ГОК» (2 линии, 20 процентов нагрузки ПС), ОАО «РЖД» (1 линия на тяговую подстанцию), 4 административных района Белгородской области (население ~ 120 тысяч человек), водозабор (потребитель первой категории).

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин обусловлена реновацией основных фондов.

Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Губкин предусмотрена проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы.

1.3. Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол

Строительство ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2 с реконструкцией РУ 500 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол обусловлено обеспечением выдачи мощности блока № 2 (1150 МВт) Нововоронежской АЭС-2.

Данные мероприятия отражены в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018 – 2024 годы.

2. Электросетевые объекты филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго»

2.1. Реконструкция ПС 110/10 кВ Коньшино

Реконструкция ПС предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ.

Предпосылкой реализации проекта является необходимость замены масляных выключателей в связи с тем, что они выработали свой механический ресурс, физически и морально устарели и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра». Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

Использование высокотехнологичного современного оборудования позволит снизить затраты на эксплуатацию подстанции до минимума, ограничиваясь только необходимым оперативным обслуживанием.

Управление оборудованием питающего центра будет производиться дистанционно из Центра управления сетями филиала ПАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго», что существенно сократит время переключений, вывода оборудования в ремонт и ликвидацию аварийных режимов.

2.2. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Пушкарная предполагает установку дугогасящих реакторов на шинах 10 кВ.

Данные мероприятия необходимы для компенсации емкостных токов замыкания на землю, величины которых не соответствует нормативно-технической документации при подключении сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Строитель», строительство которых предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп.

2.3. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Центральная

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Центральная предполагает установку дугогасящих реакторов на шинах 10 кВ.

Данные мероприятия необходимы для компенсации емкостных токов замыкания на землю, величины которых не соответствует нормативно-технической документации при подключении сетей 10 кВ внешнего электроснабжения микрорайона ИЖС «Пролески», строительство которых предусмотрено постановлением Правительства Белгородской области от 20 февраля 2017 года № 65-пп.

2.4. Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Промышленная предусматривает: замену ОД-КЗ на элегазовые выключатели 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ТН 110 кВ, масляных выключателей 10 кВ на вакуумные, устройств РЗА, установку новой системы постоянного оперативного тока и оборудования ТМ и АСДУ.

Реконструкция ПС позволит снизить вероятность появления повреждений, а также провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

2.5. Строительство ПС 110/35/10 кВ Короча

ПС 110/35/10 кВ Короча была введена в эксплуатацию в 1982 году, в настоящее время на ПС установлены 3 силовых трансформатора мощностью 3×16 МВА.

Оборудование КРУ 10 кВ, ОРУ 110, 35 кВ находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 50 процентов, оборудование КРУ 10 кВ и ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки,

стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеет многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства требуют проведения комплексного ремонта.

Данная ПС 110 является основным центром питания, от которого осуществляется электроснабжение крупных агропромышленных и социально значимых потребителей, среди которых ЗАО «Свинокомплекс «Короча» (мясоперерабатывающий завод ГК «Мираторг»), свинокомплекс «Ивановский», птицефабрика ОАО «Русь», Корочанская ЦРБ, очистные сооружения, ОВД, ветсанутильзавод, детские сады и школы, котельные, а также бытовых потребителей Корочанского района численностью 18 тысяч человек.

Предпосылкой реконструкции является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации и технической политики. Реконструкция позволит привести схему подстанции в соответствие с типовой и заменить морально и физически устаревшее оборудование.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Короча предусматривает перемещение ПС на новую площадку, установку 2 силовых трансформаторов мощностью 2×40 МВА, изменение схем ОРУ 110 и 35 кВ, РУ 10 кВ, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ. Проект позволит ввести новые мощности, заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, расширить рынок сбыта электроэнергии.

2.6. Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель

ПС 110/6 кВ Строитель была введена в эксплуатацию в 1971 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×15 МВА. Оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело. Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) имеет многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства требуют проведения комплексного ремонта.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности, замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом и исполнения договорных обязательств.

Реконструкция ПС 110/6 кВ Строитель предусматривает замену силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА, перевод на класс напряжения 110/10/6 кВ, реконструкцию ОРУ 110 кВ с установкой элегазовых выключателей, ТТ и ТН 110 кВ с оптоволоком, монтаж нового ЗРУ 10 кВ, замену устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части, а также использование цифровых технологий обмена информации и передачи сигналов.

От ПС 110/6 кВ Строитель запитаны следующие потребители: население – 20 тысяч человек, проживающие в 16 населенных пунктах Яковлевского городского округа, включая город Строитель – районный центр, около одной тысячи объектов малого бизнеса, 15 объектов водоканала, центральная районная больница, 10 котельных, 8 школ, 5 детских садов.

От ПС 110/6 кВ Строитель запитаны следующие микрорайоны, развиваемые по Программе индивидуального жилищного строительства Белгородской области: «Крапивенский», «Заводской», «Быковский». В рамках долгосрочной целевой программы «Инженерное обустройство микрорайонов массовой застройки индивидуального жилищного строительства в Белгородской области на 2012 – 2015 годы», утвержденной постановлением Правительства Белгородской области от 12 марта 2012 года № 106-пп, в 2012 – 2015 годах выполнено строительство сетей внешнего электроснабжения микрорайонов. Застройка микрорайонов завершена, в ближайшие годы ожидается заселение нескольких тысяч жителей и набор мощности.

Загрузка ПС 110/6 кВ Строитель в день зимнего контрольного замера 20 декабря 2017 года составляет 12,57 МВА (Т1 – 5,99 МВА, Т2 – 6,58 МВА). В связи с аномально высокой температурой в декабре 2017 года (+5; +8°C) нагрузка в режимный день 20 декабря 2017 года не достигла значений зимних контрольных замеров прошлых лет.

Таблица 2.1

Статистические данные контрольных замеров за последние 3 года

Существующая нагрузка по результатам замеров режимного дня, МВА		
2015	2016	2017
13,77	12,61	12,57

Таблица 2.2

Величина текущего резерва мощности центра питания для технологического присоединения¹

Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам, МВА	Резерв мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам ТП, находящимся на исполнении, МВт	Резерв мощности для технологического присоединения, МВА
30	13,77	1,98	0,91	1,07

В настоящее время выделены земельные участки для индивидуального жилищного строительства в двух микрорайонах, прилегающих к ПС 110/6 кВ

¹ Данные с сайта ПАО «МРСК Центра» (карта свободных мощностей).

Строитель:

- микрорайон «Глушенский» - 800 участков;
- микрорайон «Крапивенский-3» - 807 участков.

Перспективная мощность для технологического присоединения к ПС 110/6 кВ Строитель микрорайонов ИЖС составит 2,41 МВт.

Таблица 2.3

Величина перспективного дефицита мощности центра питания для технологического присоединения

Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам, МВА	Резерв мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам ТП, находящимся на исполнении, МВт	Перспективная мощность для технологического присоединения микрорайонов ИЖС, МВт	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
30	13,77	1,98	0,91	2,41	-1,34

Максимальная нагрузка ПС 110/6 кВ Строитель была зафиксирована 23 ноября 2016 года и составила 14,615 МВА (Т1 – 7,38 МВА, Т2 – 7,235 МВА).

Суточный график нагрузки центра питания в день максимальной загрузки приведен на рисунке 2.1.

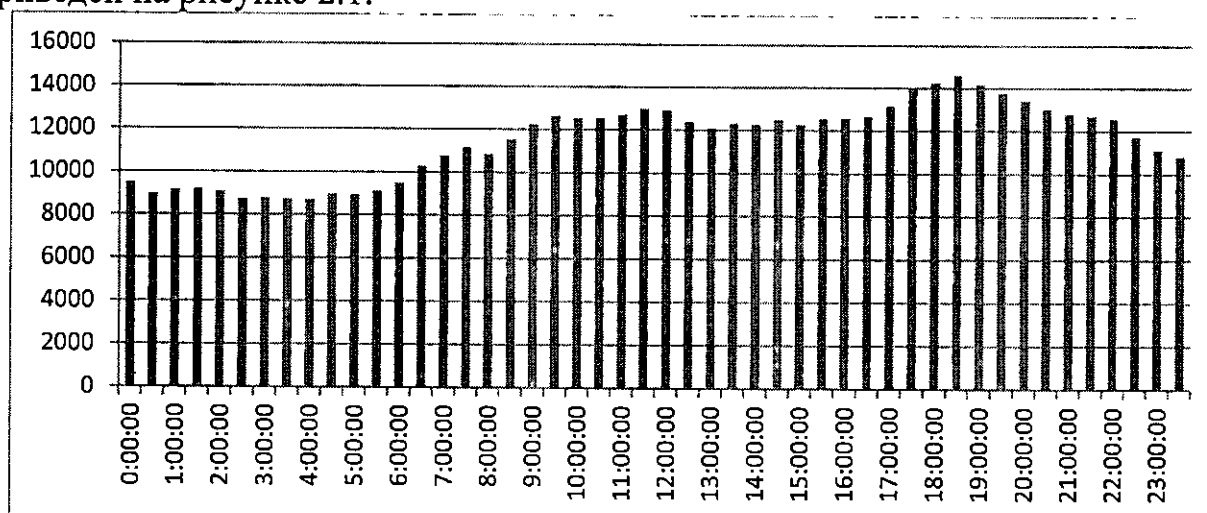


Рисунок 2.1. Суточный график нагрузки ПС 110 кВ Строитель

Величина перспективного дефицита мощности центра питания для технологического присоединения с учетом максимальной загрузки 23 ноября 2016 года

Установленная мощность трансформаторов, МВА	Существующая нагрузка по замерам, МВА	Резерв мощности на основании замеров, МВА	Мощность по договорам ТП, находящимся на исполнении, МВт	Перспективная мощность для технологического присоединения микрорайонов ИЖС, МВт	Дефицит мощности для технологического присоединения, МВА
30	14,62	1,98	0,91	2,41	-2,19

Кроме того, суммарная величина максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей, зафиксированная в актах об осуществлении технологического присоединения, технологически подключенных к ПС 110/6 кВ Строитель, составляет 39,135 МВт².

Таблица 2.5

Сведения о суммарной величине максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителей технологически подключенных к ПС 110/6 кВ Строитель

№ п/п	Категория потребителя электрической энергии	Количество точек учета электрической энергии, шт.	Максимальная мощность, кВт			
			Всего	в том числе по категории надежности электроснабжения		
				1	2	3
	Всего, в том числе:	3 911	39 135	0	5 584	33 551
1	Юридические лица и граждане, ведущие предпринимательскую деятельность	1 012	30 438		5 584	24 854
2	Граждане потребители коммунальных услуг (население) ³	2 899	8 697			8 697

Учитывая вышеизложенное, существует обоснованная необходимость увеличения трансформаторной мощности с установкой 2 силовых трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ номинальной мощностью 25 МВА.

² На основании данных SAP R/3

³ В отношении населения мощность определена расчетным путем, исходя из условия 3 кВт на одну точку поставки.

2.7. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шенно - Короча и Короча – Скородное на новую ПС 110/35/10 кВ Короча

Строительство данных заходов ВЛ 110 кВ производится в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новой площадке.

2.8. Реконструкция ПС 110/10 кВ Майская и строительство КЛ 35 кВ Майская – Таврово, Майская – Новая Деревня

ПС 110/10/10 кВ Майская была введена в эксплуатацию в 2009 году в соответствии с Соглашением о взаимодействии Правительства Белгородской области и РАО «ЕЭС России» по развитию энергетической системы и обеспечению надежного электроснабжения потребителей Белгородской области от 20 сентября 2007 года № 31/10.

От подстанции осуществляется электроснабжение порядка 26 тысяч потребителей Южного микрорайона г. Белгорода, п. Майский, с. Репное, с. Новая Деревня Белгородского района.

В настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×40 МВА.

Проект предусматривает реконструкцию ПС 110/10/10 кВ Майская с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 40 МВА и строительство 2 КЛ 35 кВ: КЛ 35 кВ Майская – Таврово и КЛ 35 кВ Майская – Новая Деревня с изменением конфигурации прилегающей сети 35 кВ.

Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская необходима для снижения загрузки силовых трансформаторов на ПС 110/35/6 кВ Восточная ориентировочно на 11,9 МВА.

В 2013 году на ПС 110/35/6 кВ Восточная были установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА.

Присоединение новых потребителей стало причиной роста фактической суммарной загрузки ПС 110/35/6 кВ Восточная в зимний режимный день (20 декабря 2017 года) до 45,31 МВА.

В период максимальных нагрузок (ОЗМ) снижение суммарной загрузки ПС 110/35/6 кВ Восточная позволит при ремонтном режиме либо аварийном отключении одного из трансформаторов избежать отключения (ограничения) существующих потребителей и обеспечить их надежное электроснабжение.

Реализация данного инвестиционного проекта позволит снизить загрузку ПС 110/35/6 кВ Восточная до 38,3 МВА.

Кроме того, перевод ПС 110/10/10 кВ Майская на класс напряжения 110/35/10 кВ и строительство 2 КЛ 35 кВ позволит сократить протяженность транзита по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Восточная до ПС 110 кВ Черемошное и повысить надежность электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 35/10 кВ Таврово и ПС 35/10 кВ Новая Деревня. В настоящий момент при ремонтной (либо аварийной) схеме не обеспечивается допустимое напряжение

(ниже ГОСТа) на шинах 10 кВ ПС 35 кВ Новая Деревня, Таврово, Земснаряд даже при положениях РПН и ПБВ трансформаторов на этих ПС в крайнем положении.

ПС 35/10 кВ Таврово является центром питания, от которого осуществляется электроснабжение таких ответственных потребителей Белгородского района как ООО «Альпика», завод ТАО «Спектр», общеобразовательные учреждения, развивающиеся микрорайоны ИЖС, котельные.

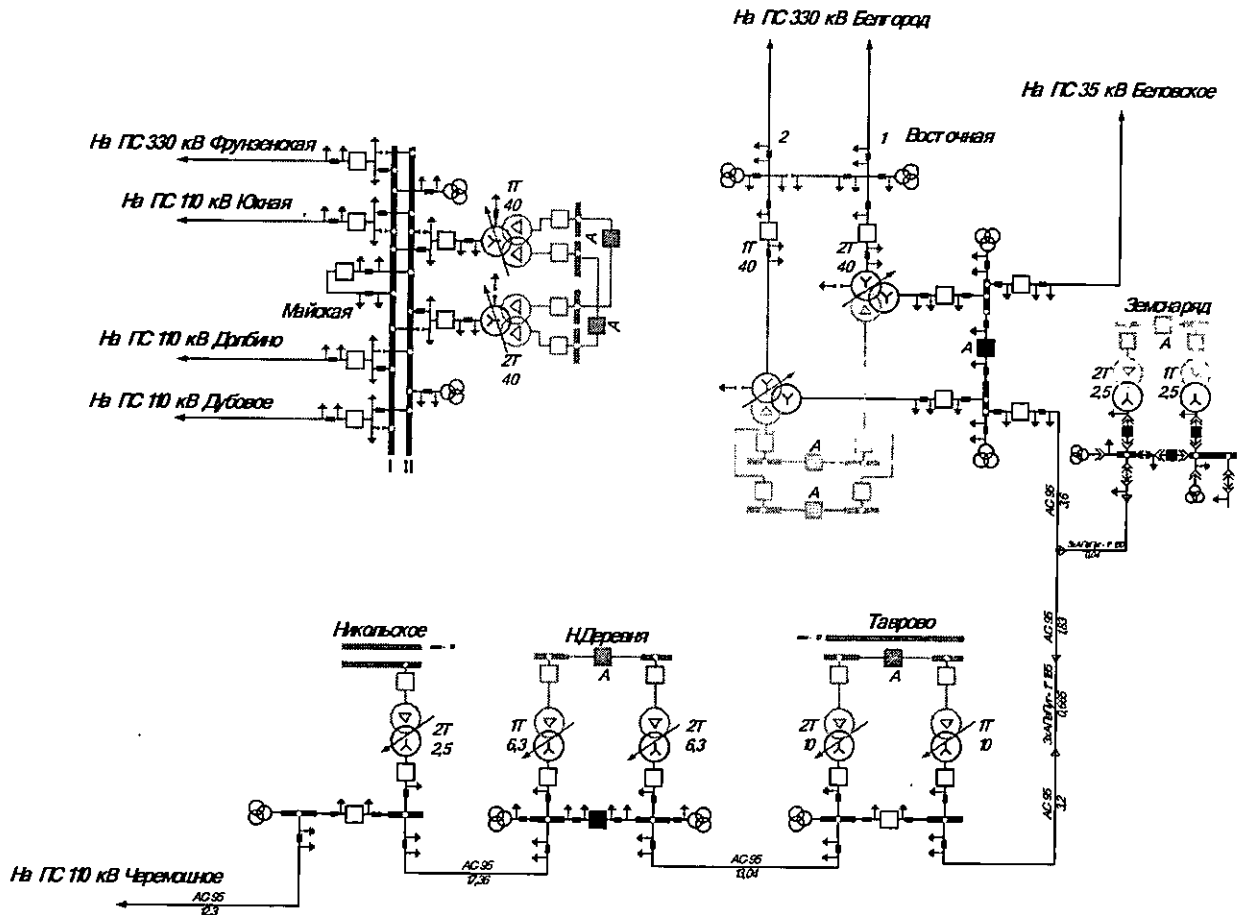


Рисунок 2.2. Существующая схема сети 35 кВ до реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

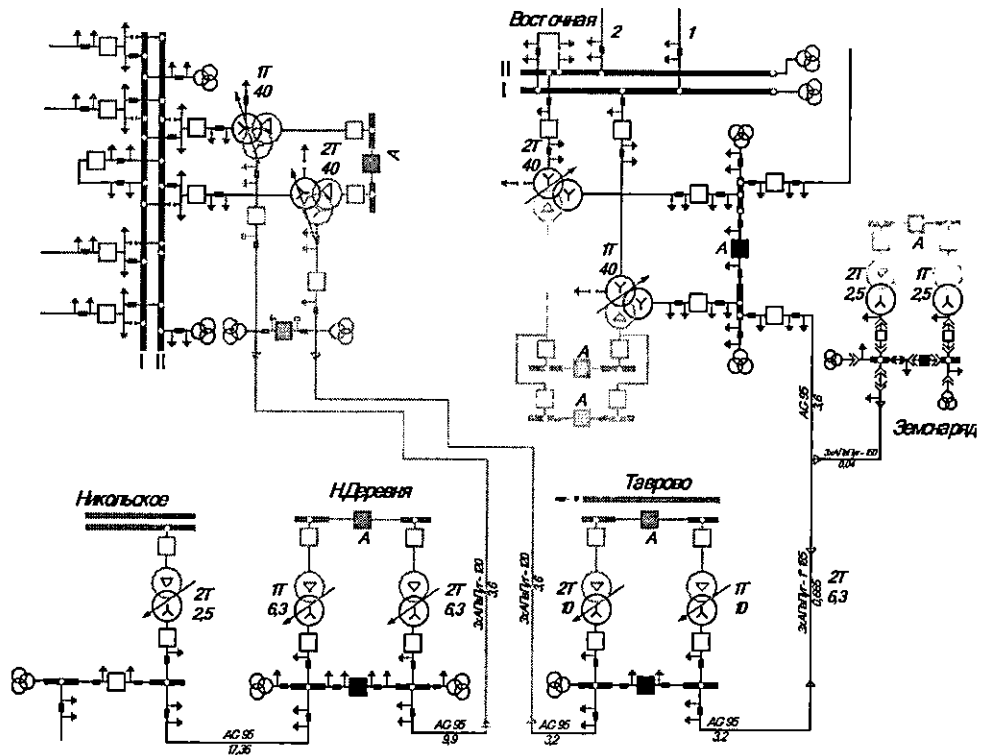


Рисунок 2.3. Схема сети 35 кВ после реконструкции ПС 110/10/10 кВ Майская

От ПС 35/10 кВ Новая Деревня запитаны социально значимые объекты и объекты АПК Белгородского района, такие как реабилитационный центр для детей и подростков с ограниченными возможностями, образовательные учреждения, котельные, очистные сооружения, станции обезжелезивания, птицефабрики ЗАО «Приосколье» и ЗАО ППР «Майский», ферма нетелей и прочие.

Перевод нагрузки на ПС 110 кВ Майская позволит повысить суммарную ее загрузку до 29 МВА.

Демонтированные силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/10 с ПС 110/10/10 кВ Майская возможно установить на подстанции 110/10 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» для ликвидации дефицита мощности.

В настоящее время разработана и согласована проектная документация «Реконструкция ПС 110/10/10 кВ Майская с установкой силовых трансформаторов типа ТДТН-40000/110/35/10 для ликвидации дефицита мощности».

2.9. Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная

ПС 110/10/6 кВ Южная была введена в эксплуатацию в 1968 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора с расщепленными обмотками мощностью 2×40 МВА. Обмотки трансформаторов 6 и 10 кВ рассчитаны на половину номинальной мощности. Износ оборудования составляет порядка 70 процентов, оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует

требованиям надежности и технической политики ПАО «Россети». Строительная часть подстанции (фундаментные блоки, стойки под оборудование, порталные стойки и траверсы) находится в неудовлетворительном состоянии, имеются многочисленные сколы и трещины в бетоне, обнажение арматуры. Маслоприёмные и маслосборные устройства находятся в неудовлетворительном состоянии.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная необходима для замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, расширения рынка сбыта электроэнергии.

Правительство Белгородской области считает приоритетным проектом реконструкцию с увеличением установленной мощности ПС 110/10/6 кВ Южная в связи с социально-экономическим развитием г. Белгорода.

От ПС 110/10/6 кВ Южная запитаны следующие потребители:

- бытовые потребители микрорайонов г. Белгорода численностью около 102 тысяч жителей;

- городская больница №2, перинатальный центр, поликлиники;

- 30 школ и 20 детских садов;

- Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова;

- Дворец спорта «Космос»;

- 13 котельных;

- МУП «Белгородский электротранспорт»;

- МУП «Горводоканал»;

- объекты малого бизнеса;

- гипермаркет «Линия».

В общей сложности от ПС 110/10/6 кВ Южная запитано 184 объекта 1 и 2 категории по надежности электроснабжения.

Суммарная загрузка силовых трансформаторов по замерам зимнего режимного дня в 2016 году составила 41,1 МВА

Таблица 2.6

Статистические данные загрузки силовых трансформаторов центра питания в дни зимних контрольных замеров за 2013 – 2017 годы

Существующая нагрузка по результатам замеров зимнего режимного дня, МВА				
2013	2014	2015	2016	2017
39,72	38,45	38,99	41,10	39,72

В 2014 – 2016 годах в связи с присоединением новых мощностей наблюдается поступательное увеличение загрузки силовых трансформаторов ПС 110/10/6 кВ Южная.

В связи с аномально высокой температурой в декабре 2017 года (+5; +8°C) нагрузка в режимный день 20 декабря 2017 года не превысила значения зимнего контрольного замера 2016 года.

Объем заявленной мощности, планируемой к присоединению, в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, находящимися на исполнении, составляет 0,7 МВт.

В 2017 году к ПС 110/10/6 кВ Южная в рамках исполнения договоров технологического присоединения было присоединено 3,58 МВт (4,01 МВА) мощности, за последние 3 года – 16,04 МВт (18,02) МВА.

Учитывая ничтожно малый резерв мощности и перспективную нагрузку (18,02) МВА, существует обоснованная необходимость увеличения трансформаторной мощности.

Реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная предусматривает строительство многоэтажного капитального здания для размещения оборудования КРУЭ 110 кВ, установку 2 дополнительных силовых трансформаторов мощностью 2×25 МВА, замену существующих трансформаторов 2×40 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 6 и 10 кВ, строительство новых ЗРУ 6 и 10 кВ, установку микропроцессорных панелей РЗА, замену оборудования ТМ и АСДУ.

2.10. Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная

Реконструкция данных заходов ВЛ 110 кВ с переводом в КЛ 110 кВ производится в связи с монтажом КРУЭ 110 кВ на ПС 110/10/6 кВ Южная. Реконструкция предусматривает изменение конструктивного исполнения заходов ЛЭП 110 кВ в здание КРУЭ 110 кВ (воздушно-кабельные заходы 110 кВ).

2.11. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Архангельское

Оборудование ПС находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 64%. На ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 10 МВА и 16 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 12,01 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 0,44 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,26 МВА⁴.

Установленное на ПС оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

От данной ПС осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Старооскольского городского округа Белгородской области.

Реконструкция направлена на замену 1 силового трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА,

⁴ Здесь и далее приведены данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/

морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 10 кВ на вакуумные выключатели, масляных выключателей 35 и 110 кВ на элегазовые, измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это ликвидация перспективного дефицита мощности, исполнение договорных обязательств, снижение повреждаемости оборудования 10, 35, 110 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

2.12. Реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод

Предпосылкой реализации проекта является необходимость выполнения требований нормативно-технической документации. Подстанция построена в 1990 году, основная масса оборудования ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой ресурс. Устаревшее оборудование не позволяет выполнять требования повышения надёжности. В 2012 году на ПС 110 кВ Авторемзавод произошла авария, в результате которой вышло из строя все оборудование ЗРУ 6 кВ, в результате была произведена реконструкция ЗРУ 6 кВ.

Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые с микропроцессорными защитами и разъединителей 110 кВ позволит снизить вероятность появления повреждений и тем самым повысить надежность питания потребителей. Также реконструкция позволит провести анализ возможных аварийных ситуаций в системе, скорректировать схему и режим системы по условиям надежности, восстановления работы электроснабжения после системных аварий, обеспечения требуемого уровня безопасности работы системы. Позволит определить оптимальные перетоки мощности по линиям электропередачи и выполнять проверку допустимости разрешения ремонтных заявок.

Проектом предусматривается реконструкция ПС 110/6 кВ Авторемзавод: замена МВ 110 кВ, замена разъединителей 110 кВ, замена панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части ОРУ 110 кВ в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

2.13. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Борисовка находится в эксплуатации с 1985 года, износ оборудования составляет порядка 55 процентов. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Борисовка включена в целевую программу повышения надежности, утвержденную приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года № 292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

От данной ПС осуществляется электроснабжение крупных агро- и промышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Борисовского района Белгородской области, отключение которых приведет к денежным затратам в связи с недоотпуском электроэнергии, возможным искомым ущербам, политическим и социальным рискам.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ Борисовка, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Реконструкция ПС 110 кВ Борисовка предусматривает замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые, замену разъединителей 110 кВ, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части ОРУ 110 кВ в целях повышения надёжности электроснабжения.

2.14. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Чернянка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.15. Реконструкция ВЛ 110 кВ Н. Оскол – В. Покровка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1967 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

Повреждения на ВЛ могут привести к погашению центров питания Белгородской области, что вызовет искомые заявления о возмещении ущерба крупным промышленным потребителям, приведет к политическим и социальным рискам.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.16. Реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные

Реконструкция ПС 110/6 кВ Очистные предусматривает замену МВ 6 кВ на вакуумные, замену панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, реконструкцию строительной части, в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные позволит снизить вероятность появления повреждений оборудования и тем самым повысить надежность питания потребителей.

2.17. Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин - Старый Оскол Тяговая

Данная ВЛ 110 кВ находится в эксплуатации с 1968 года, в 1985 году подвергалась воздействию гололеда. Опоры выработали свой механический ресурс и не соответствуют нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией и грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы, выработавшими свой механический ресурс. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

Повреждения на ВЛ могут привести к погашению центров питания: ПС 330 кВ Губкин, ПС 110 кВ Старый Оскол Тяговая, что вызовет искивные заявления о возмещении ущербов крупным промышленным потребителям, приведет к политическим и социальным рискам.

При реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор (на стальные многогранные), грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.18. Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга

Проект «Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга с монтажом ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Фрунзенская предусматривает строительство ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 70 км для повышения уровня напряжения в нормальных и особенно в послеаварийных режимах на ПС 110 кВ «Юго-западного» энергорайона: Ивня, Ракитное, Красная Яруга, Готня, Малиновка, Томаровка, Борисовка, Грайворон.

Электроснабжение юго-западной части области выполнено по 3 ВЛ 110 кВ:

- Фрунзенская – Томаровка № 1;
- Фрунзенская – Томаровка № 2;
- Белгород – Рудник цепь № 1 с отпайками.

В связи с раздельной работой ЕНЭС России (ноябрь 1999 года) и Украины резко снизилась надежность и ухудшилось качество электроснабжения юго-западного района Белгородской области. Для

обеспечения надежности электроснабжения «Юго-западного» энергорайона Белгородской области введена в эксплуатацию в 2006 году ПС 330 кВ Фрунзенская.

В послеаварийном режиме при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1 (зимний максимум 2019 года) загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составит 119 процентов (ток нагрузки 598 А, длительно допустимый ток для провода при температуре окружающего воздуха -5°C составляет 503 А). При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка в единичной ремонтной схеме (в ремонте ВЛ 110 кВ Томаровка – Борисовка) напряжение на шинах 110 кВ ПС «Юго-западного» энергорайона (Красная Яруга, Готня, Малиновка, Томаровка, Борисовка, Грайворон) будет ниже аварийно допустимых значений (76,5 – 84,7 кВ), что приведет к работе АОСН «Юго-западного» энергорайона в существующем объеме и отключению 35 МВт нагрузки (потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения, а также социально-значимые объекты).

В ремонте ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 1, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Рудник – Ивня (летний максимум 2019 года) уровни напряжения в сети 35-110 кВ находятся в допустимых пределах, загрузка ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 составит 108 процентов (ток нагрузки 423 А, длительно допустимый ток для провода АС-120 при температуре окружающего воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ составляет 390 А).

В настоящее время существует возможность перевод нагрузки с ПС 110 кВ Борисовка, ПС 110 кВ Томаровка, ПС 110 кВ Ивня, ПС 110 кВ Ракитное по сети 35 кВ суммарным объемом порядка 14,5 МВт.

Однако реализация данного перевода требует проведения мероприятий на нескольких подстанциях 110 кВ (ПС 110 кВ Долбино, ПС 110 кВ Черемошное, ПС 110 кВ Рудник, ПС 110 кВ Рудник) и по сети 35 кВ и ниже, что затрудняет ремонтную компанию в районе.

При прогнозируемом уровне нагрузок 2019-2023 годов вышеперечисленные недостатки сети 110 кВ только усиливаются. Рост нагрузки приводит к сокращению периода в который возможно проведение вышеуказанных ремонтов.

Перспективное увеличение нагрузок обусловлено наличием заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения к центрам питания «Юго-западного» энергорайона филиала ПАО «МРСК Центра» – «Белгородэнерго» общей присоединяемой мощностью 5,073 МВт.

**Перечень заключенных договоров технологического присоединения
«Юго-западного» энергорайона**

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
1	ООО «Газпром инвестгазификация»	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Яковлевский район, п. Томаровка, ул. Белгородская	363,3	ПС 110/35/10 кВ Томаровка
2	ООО «Белгранкорм»	ВРУ 0,4 кВ Заявителя № 1,2,3,4 на ПТФ «Ракитное»	Белгородский район, Ракитянский район, п. Ракитное (с южной стороны балки Ковалев Яр)	500	ПС 110/35/10 кВ Малиновка
3	ОАО УК «Белфарма»	Производственные здания объекта Биофарм	Яковлевский район, Терновское с/п, в границах СПК Терновский, южнее х. Жданов, вдоль автодороги «Москва – Крым»	630	ПС 35/10 кВ Гостищево
4	ООО «Кустовое»	ВРУ 0,4 кВ	Яковлевский район, в границах СПК им. Дзержинского, с. Калинино	650	ПС 110/35/10 кВ Томаровка
5	Почаевская СОШ МОУ	ВРУ 0,4кВ школы	Грайворонский район, с. Почаево, ул. Кирова, 1-а	180	ПС 35/10 кВ Дорогощь
6	ООО «БЭЗРК»	ВРУ 0,4 кВ № 1, 2, 3, 4 Завод по производству комбикормов	Ракитянский район, п. Пролетарский, ш. Борисовское, 1	1600	ПС 110/10 кВ Готня
7	ООО «БЭЗРК»	ВРУ 0,4 кВ № 1, 2, 3 Элеватор	Ракитянский район, п. Пролетарский, ш. Борисовское, 1	1000	ПС 110/10 кВ Готня
8	ООО Малоэтажное жилищное строительство	Жилой дом	г. Грайворон	150	ПС 110/35/10 кВ Грайворон

№ п/п	Заявитель	Присоединяемый объект	Место расположения объекта	Заявленная мощность, кВт	Наименование центра питания 35-110 кВ
	Всего			5073,3	

Строительство ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Малиновка – Красная Яруга исключит работу АОСН «Юго-западного» энергорайона, перегрузку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2 в указанных послеаварийных режимах.

2.19. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол-500 – Центральная

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1977 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реконструкция ВЛ 110 кВ предполагает замену физически и морально устаревших опор.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.20. Реконструкция ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками

При аварийном отключении II СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол в схеме ремонта I СШ-500 ПС 500 кВ Старый Оскол в период летних максимальных нагрузок 2019 года напряжение на I, II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 93,7 кВ (ниже минимально допустимого значения). Загрузка ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 138 процентов (ток 833 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 на ПС 110 кВ Казацкие Бугры составит 117 процентов (ток нагрузки 703 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) составит 111 процентов (ток нагрузки 667 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол составит 111 процентов (ток нагрузки 667 А, номинальный ток 600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна составит 138 процентов (ток нагрузки 840/833 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна), длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 610 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры составит 109 процентов (ток нагрузки 667 А, длительно допустимый ток для провода АС-240 при температуре окружающего воздуха +25°С составляет 610 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 ПС 330 кВ Губкин 92 процента.

Реализация следующих режимных мероприятий:

- переключение РПН АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Губкин в 1 положение;

- включение в работу БСК-1, БСК-2 на ПС 330 кВ Губкин;
- перевод нагрузки с 1Т на 2Т, 3Т на ПС 110 кВ Старый Оскол-1 (8,6 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Очистные (1,9 МВт), с 2Т на 1Т ПС 110 кВ Пушкарная (8,2 МВт), с ПС 110 кВ Архангельское по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Чернянка, ПС 110 кВ Верхняя Покровка (4,9 МВт);
- частичный перевод нагрузки Стойленского ГОК с ПС 500 кВ Старый Оскол на ПС 330 кВ Губкин (около 25 МВт. Включение ГПП-12, ГПП-4, ГПП-2, ПС 110 кВ Ремзавод, ПС 110 кВ Строительная от ПС 330 кВ Губкин через ГПП 15);

снижает загрузку ВЧЗ-110 кВ Голофеевка на ПС 500 кВ Старый Оскол до 124 процентов (ток нагрузки 742 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Губкин-330 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 106 процентов (ток нагрузки 634 А), ВЧЗ-110 кВ ВЛ Старый Оскол-500 ПС 110 кВ Казацкие Бугры (на ПС 110 кВ Казацкие Бугры) до 100 процентов (ток нагрузки 600 А), ВЧЗ-110 Казацкие Бугры на ПС 500 кВ Старый Оскол до 100 процентов (ток нагрузки 600 А), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна до 123 процентов (ток нагрузки 749/742 А (до и после отпайки на ПС 110 кВ Долгая Поляна)), ВЛ 110 кВ Старый Оскол – Казацкие Бугры до 98 процентов (ток нагрузки 600 А). Загрузка АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Губкин составит 94 процента. Напряжение на I и II СШ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол составит 98,9 кВ.

Для полной ликвидации перегрузки указанного оборудования в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в Северном энергорайоне в объеме около 95 МВт (с учетом выполнения режимных мероприятий) необходима реализации следующих мероприятий:

- включение СВВ-110 на ПС 110 кВ Старый Оскол-1 с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Старый Оскол-1 – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол, ПС 110 кВ Старый Оскол-1;

- включение СВ-110 на ПС 110 кВ Пушкарная с образованием транзита 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол – ПС 110 кВ Пушкарная – ПС 330 кВ Губкин. Необходима реконструкция устройств РЗА на ПС 330 кВ Губкин, ПС 500 кВ Старый Оскол;

- замена провода АС-120 на ВЛ 110 кВ Губкин – Старый Оскол-1 с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км);

- замена провода АС-120 ВЛ 110 кВ Губкин – Пушкарная с отпайками на провод, обеспечивающий пропускную способность не менее 450 А (13,16 км).

2.21. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1

ПС 110/35/6 кВ Старый Оскол-1 была введена в эксплуатацию в 1966 году. Износ оборудования составляет порядка 70%. На ПС установлены 3 силовых трансформатора 25+25+20 МВА.

Предпосылкой реконструкции является необходимость выполнения требований нормативно–технической документации и технической политики. Реконструкция позволит привести схему ПС в соответствие с типовой и заменить морально и физически устаревшее оборудование.

Реконструкция ПС 110/35/6 Старый Оскол-1 предусматривает изменение схемы ОРУ 110 и 35, ЗРУ 6 кВ, реконструкцию строительной части, демонтаж 1 силового трансформатора мощностью 20 МВА, замену приводов РПН силовых трансформаторов, панелей РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, замену АКБ, в целях замены морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.

2.22. Реконструкция ВЛ 110 кВ Голофеевка – Коньшино

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1977 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, необходимость замены грозозащитного троса, подвергшегося коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс. Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.23. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ГТУ ТЭЦ Луч – Черемошное

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1968 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, необходимость замены грозозащитного троса, подвергшегося коррозии сверх нормы и выработавшего свой механический ресурс. Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости сетей 110 кВ, увеличение надёжности работы сети. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении проекта на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, оцинкованного грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.24. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар

ПС 110/35/10 кВ Айдар была введена в эксплуатацию в 1971 году, в настоящее время на ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 10 и 16 МВА.

Оборудование 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело, его износ составляет порядка 70% и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра». Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Айдар предусматривает замену оборудования на ОРУ 35 кВ – масляных выключателей на элегазовые, замену устройств РЗА, ТМ и ТК.

От подстанций 35 и 110 кВ, подключенных к ПС 110/35/10 кВ Айдар, осуществляется электроснабжение агропромышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Ровеньского района Белгородской области.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Айдар, увеличение надёжности работы сети, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Реконструкция ПС позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, повысить надёжность электроснабжения агропромышленных предприятий, социально значимых и бытовых потребителей, расширить рынок сбыта электроэнергии, снизить экономические и социальные риски.

2.25. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Александровка

Оборудование ПС 110/35/10 кВ Александровка находится в эксплуатации с 1981 года, износ оборудования составляет порядка 60 процентов. Оборудование 35 кВ, установленное на ПС 110/35/10 кВ Александровка, выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

От подстанций 35 кВ, подключенных к ПС 110/35/10 кВ Александровка, осуществляется электроснабжение агропромышленных предприятий, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Прохоровского района Белгородской области.

Проект направлен на замену на ПС 110/35/10 кВ Александровка морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, монтаж новой ячейки 35 кВ для подключения проектируемой ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ Александровка, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на эксплуатацию оборудования.

2.26. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Журавлики предполагает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

От подстанций 35 кВ, подключенных к ПС 110/35/6 кВ Журавлики, осуществляется электроснабжение крупных промышленных потребителей, бытовых и сельскохозяйственных потребителей Губкинского городского округа Белгородской области.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

Основанием реконструкции ПС 110/35/6 кВ Журавлики является целевая программа повышения надежности, утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» от 22 сентября 2010 года №292-ЦА «О реализации Целевой программы повышения надежности».

2.27. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Старый Оскол - Голофеевка с отпайкой на ПС Долгая Поляна

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ, находящихся в эксплуатации с 1964 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При осуществлении реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.28. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Вейделевка

ПС 110/35/10 кВ Вейделевка была введена в эксплуатацию в 1983 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×10 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 11,14 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 0,64 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 7,36 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 8 МВА⁵.

Сегодня ПС 110/35/10 кВ Вейделевка является основным источником электроснабжения потребителей Вейделевского района.

⁵ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Вейделевка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Вейделевка необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.29. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка

ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка была введена в эксплуатацию в 1968 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×10 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 12,61 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 2,11 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 0,95 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,06 МВА⁶.

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Верхняя Покровка необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.30. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон

ПС 110/35/10 кВ Грайворон была введена в эксплуатацию в 1961 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×16 МВА. Силовые трансформаторы находятся в эксплуатации с 1969 года, срок эксплуатации превысил допустимый, оборудование физически и морально устарело.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 18,68 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 1,88 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся

⁶ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

на исполнении, – 1,47 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,35 МВА⁷.

Сегодня ПС 110/35/10 кВ Грайворон является основным источником электроснабжения потребителей Грайворонского городского округа и связующим звеном между Краснояружским, Грайворонским и Борисовским районами. Помимо населения и социальных объектов от нее запитаны такие предприятия агропромышленного комплекса, как ООО «Сахарный завод Большевик» с. Головчино, ЗАО «Краснояружский Бройлер» п. Красная Яруга и ООО «Грайворонская молочная компания» г. Грайворон.

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Грайворон предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Грайворон необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.31. Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная

ПС 110/10 кВ Западная с 2 силовыми трансформаторами мощностью 2×16 МВА была введена в эксплуатацию в 1986 году. Основная масса оборудования ЗРУ 10 кВ и ОРУ 110 кВ, строительных конструкций выработала свой ресурс. Устаревшее оборудование не позволяет выполнять требования повышения надёжности электроснабжения.

ПС осуществляет электроснабжение потребителей юго-западной и части центрального районов г. Белгорода, среди которых: Белгородский государственный университет, учебно-спортивный комплекс С. Хоркиной НИУ «БелГУ», котельная «Западная», тяговые подстанции МУП «Городской пассажирский транспорт», жилой комплекс «Новая высота», общеобразовательные и дошкольные учреждения, торговые и офисные центры, а также микрорайоны массовой индивидуальной жилищной застройки «Юго-Западный» и «Юго-Западный-2».

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 19,2 МВА, резерв мощности для технологического присоединения отсутствует (дефицит составляет 2,4 МВА). В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, – 0,66 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,06 МВА⁸.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная необходима для ликвидации существующего дефицита мощности и исполнения договорных обязательств,

⁷ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

⁸ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и повысить надежность.

Реконструкция ПС 110/10 кВ Западная предусматривает перевод ее на класс напряжения 110/10/6 кВ с заменой 2 трансформаторов на трансформаторы мощностью по 25 МВА, замену масляных выключателей 10 кВ, замену разъединителей 110 кВ, реконструкцию строительной части, оборудования ТМ и АСДУ.

2.32. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ракитное

ПС 110/35/10 кВ Ракитное была введена в эксплуатацию в 1987 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×16 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 17,6 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 0,8 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 0,26 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 1,06 МВА⁹.

Сегодня ПС 110/35/10 кВ Ракитное является основным источником электроснабжения потребителей Ракитянского района.

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Ракитное предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ракитное необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.33. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Томаровка

ПС 110/35/10 кВ Томаровка была введена в эксплуатацию в 1973 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×16 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 17,67 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 0,87 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 2,19 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 3,06 МВА¹⁰.

⁹ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

¹⁰ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Томаровка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Томаровка необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.34. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Чернянка

ПС 110/35/10 кВ Чернянка была введена в эксплуатацию в 1966 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×16 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 18,87 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 2,07 МВА. В настоящее время мощность по договорам об осуществлении технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 0,79 МВт. Перспективный дефицит мощности составляет 2,86 МВА¹¹.

Реконструкцией ПС 110/35/10 кВ Чернянка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Чернянка необходима для ликвидации перспективного дефицита мощности и исполнения договорных обязательств, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию и заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

2.35. Реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое

Оборудование ПС 35/10 кВ Роговатое находится в эксплуатации с 1984 года, износ оборудования составляет порядка 60%. Оборудование выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Реконструкция ПС 35/10 кВ Роговатое предусматривает замену масляных выключателей 35 кВ на элегазовые, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

¹¹ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

2.36. Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское

ПС 35/10 кВ Никольское была введена в эксплуатацию в 1997 году, в настоящее время на ПС установлен 1 силовой трансформатор ТМН-2500/35/10, год выпуска – 1990.

В нормальном режиме ПС 35/10 кВ Никольское находится в транзите и питается от ПС 110/35/10 кВ Черемошное по ВЛ 35 кВ Черемошное – Никольское – Новая Деревня – Таврово – Восточная. СМВ-35 кВ включен. В аварийном или ремонтном режиме может быть запитана от ПС 110/35/6 кВ Восточная по ВЛ 35 кВ Никольское – Новая Деревня включением СМВ-35 кВ на ПС 35/10 кВ Новая Деревня.

Загрузка ПС 35/10 кВ Никольское в день зимнего максимума 20 декабря 2017 года составила 2,13 МВА.

Максимум нагрузки ПС 35/10 кВ Никольское 3,333 МВА зафиксирован 15 сентября 2017 года в 3 часа 00 минут. На рисунке 2.3 приведен суточный график нагрузки в день максимальной загрузки.



Рисунок 2.3. Суточный график нагрузки в день максимальной загрузки

Длительно допустимая нагрузка силового трансформатора с учетом длительно допустимой перегрузки составляет 2,625 МВА.

Величина текущего дефицита мощности центра питания по данным контрольного замера составляет 0,04 МВА.

Величина текущего дефицита мощности центра питания с учетом договоров ТП составляет 0,4 МВА¹².

Объем заявленной мощности, планируемой к присоединению в соответствии с действующими договорами технологического присоединения, составляет 0,37 МВт.

¹² Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

Статистические данные за последние 3 года с разбивкой по годам представлены в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8

Загрузка центра питания в день зимнего либо летнего контрольного замера (если максимум энергосистемы в летний период)

Дата замера	16.12.2015	21.12.2016	20.12.2017
Нагрузка, МВА	1,95	1,87	2,13

Таблица 2.9

Объем присоединенной мощности по договорам технологического присоединения

Год	Мощность по договорам ТП до 15 кВт, МВт	Мощность по договорам ТП свыше 15 кВт, МВт	Суммарная мощность по договорам ТП, МВт
2016	9,3	1,9	11,2
2017	7,29	1,66	8,95

При отключении силового трансформатора (аварийный режим) происходит полное погашение потребителей, в том числе и потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения, таких как: котельные, общеобразовательные школы, детские сады, водозаборы, КНС, оздоровительный центр ООО «Жар птица», кондитерская фабрика.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Никольское необходима для исключения рисков выхода параметров режимов за допустимые границы, ликвидации существующего дефицита мощности и исполнения договорных обязательств.

Проектом предусматривается строительство 2-ой очереди ПС 35 кВ Никольское. Предусматривается замена морально и физически устаревшего оборудования и установка современного, замена 1 силового трансформатора мощностью 4 МВА и установка дополнительного силового трансформатора мощностью 4 МВА (ввод 2-й очереди), замена и установка микропроцессорных устройств РЗА, замена оборудования ТМ и АСДУ, реконструкция строительной части.

2.37. Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево

Проект направлен на строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево с реконструкцией ПС 35/10 кВ Гостищево, которая имеет одно питание.

Строительство ВЛ 35 кВ обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Гостищево, которая предназначена для

электроснабжения социально значимых объектов: котельных, школ и детских садов с. Гостищево, Кривцово, Терновка, Шопино, Геронтологического медицинского центра с. Гостищево, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий: кирпичный завод, Свинокомплекс «Ивановский», объекты молочной компании «Зеленая долина». ПС Гостищево на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Беломестное – Гостищево. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 3,85 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Александровка – Гостищево позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

2.38. Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящейся в эксплуатации с 1981 года с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Восточная – Таврово с заходами на ПС 35/6 кВ Земснаряд необходима для выноса участка воздушной линии с территории жилых микрорайонов, с переводом участка ВЛ в КЛ 35 кВ и прокладкой ВОЛС.

Проект направлен на обеспечение безопасности жителей, на исключение рисков выхода параметров режимов за допустимые границы.

2.39. Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь 1, ВЛ 35 кВ Короча - Ивица цепь 2, ВЛ 35 кВ Короча - Борисы, ВЛ 35 кВ Короча - Поповка, ВЛ 35 кВ Короча - Анновка, ВЛ 35 кВ Короча - Яблоково

Проект направлен на реконструкцию участков ВЛ 35 кВ в связи с размещением ПС 110/35/10 кВ Короча на новом земельном участке.

2.40. Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи

От ПС 35/10 кВ Подольхи осуществляется электроснабжение потребителей Прохоровского района, среди которых есть потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения: ООО «Свинокомплекс «Большанский», ООО «Свинокомплекс «Новояковлевский», котельные, общеобразовательные школы и дошкольные учреждения.

Проект предусматривает строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи с целью повышения надежности и качества электроснабжения потребителей Корочанского и Прохоровского районов Белгородской области.

Строительство ВЛ 35 кВ обеспечивает вторым источником электроснабжения ПС 35/10 кВ Подольхи, которая предназначена для электроснабжения социально значимых объектов, а также промышленных и сельскохозяйственных предприятий Прохоровского района. Подстанция на сегодня имеет один источник электроснабжения – ВЛ 35 кВ Александровка – Подольхи. При отключении данной ВЛ 35 кВ все потребители (максимальной мощностью 2,71 МВА) от данной ПС будут обесточены.

Строительство ВЛ 35 кВ Короча – Подольхи позволит исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

2.41. Реконструкция ВЛ 35 кВ Волоконовка – Шаховка

Предпосылкой реализации проекта является необходимость реконструкции ВЛ 35 кВ, находящейся в эксплуатации с 1959 года, с опорами, выработавшими свой механический ресурс и не соответствующими нормам эксплуатации по несущей способности и габаритным размерам, с подвесной изоляцией, выработавшей свой механический ресурс и не соответствующей нормам эксплуатации, с грозотросом, подвергшимся коррозии сверх нормы.

Реконструкция ВЛ 35 кВ предусматривает замену опор, провода, линейной изоляции и грозотроса.

Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом, исключить риски выхода параметров режимов за допустимые границы.

2.42. Реконструкция ПС 35/10 кВ Новая Александровка

Оборудование ПС 35/10 кВ Новая Александровка находится в эксплуатации с 1967 года, износ оборудования составляет порядка 75 процентов. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Реконструкция ПС 35 кВ Новая Александровка предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые выключатели, разъединителей 35 кВ на разъединители с моторными приводами, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, установку устройств постоянного оперативного тока.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

2.43. Реконструкция ПС 35/10 кВ Шаховка

Оборудование ПС 35/10 кВ Шаховка находится в эксплуатации с 1984 года, износ оборудования составляет порядка 60%. Оборудование ОРУ 35 кВ выработало свой механический ресурс, физически и морально устарело и не соответствует требованиям технической политики ПАО «МРСК Центра».

Реконструкция ПС 35 кВ Шаховка предусматривает замену морально и физически устаревшего оборудования – масляных выключателей 35 кВ на элегазовые выключатели, разъединителей 35 кВ на разъединители с моторными приводами, замену измерительных трансформаторов тока и устройств РЗА, оборудования ТМ и АСДУ, установку устройств постоянного оперативного тока.

Основная цель и задачи – это снижение повреждаемости оборудования 35 кВ, замена морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом, снижение затрат на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии и затрат на эксплуатацию оборудования.

2.44. Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка

ПС 35/10 кВ Ливенка была введена в эксплуатацию в 1984 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×4 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 4,43 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 0,23 МВА¹³. Реконструкцией ПС 35/10 кВ Ливенка предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 35/10 кВ мощностью 2×4 МВА на трансформаторы 2×6,3 МВА.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Ливенка необходима для ликвидации существующего и перспективного дефицита мощности, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию.

2.45. Реконструкция ПС 35/10 кВ Принцевка

ПС 35/10 кВ Принцевка была введена в эксплуатацию в 1980 году, в настоящее время на ПС установлены 2 силовых трансформатора мощностью 2×2,5 МВА.

Существующая нагрузка (на основании замеров режимного дня) составляет 2,66 МВА, дефицит мощности для технологического присоединения составляет 0,03 МВА¹⁴. Реконструкцией ПС 35/10 кВ Принцевка

¹³ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

¹⁴ Данные с сайта https://www.mrsk-1.ru/customers/services/tp/inter_map/279/ (сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения).

предусматривается замена 2 силовых трансформаторов 35/10 кВ мощностью 2×2,5 МВА на трансформаторы 2×4 МВА.

Реконструкция ПС 35/10 кВ Принцевка необходима для ликвидации существующего и перспективного дефицита мощности, позволит увеличить ее пропускную способность, удовлетворить спрос потребителей на электроэнергию.

2.46. Реконструкция ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Томаровка № 2

Данная ВЛ 110 кВ находится в эксплуатации с 1968 года. Опоры и подвесная изоляция выработали свой механический ресурс и не соответствуют нормам эксплуатации. Грозотрос имеет дефекты, такие как коррозия сверх нормы, выработка механического ресурса. Техническое состояние ВЛ оценивается как неудовлетворительное. Реализация проекта позволит заменить морально устаревшее оборудование в связи с его значительным физическим износом.

При реконструкции на ВЛ 110 кВ будет произведена замена опор, грозотроса, провода и подвесной изоляции.

2.47. Замена грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ

В период 2019 – 2023 годов предусматривается замена грозозащитного троса на 17 ВЛ 110 кВ общей протяженностью 345,81 км.

Предпосылками замены грозозащитного троса являются многочисленные дефекты, такие как излом прядей и расплетение жил, обусловленные коррозией грозозащитного троса на данных ВЛ 110 кВ, отраженные в соответствующих дефектных актах.

Проект направлен на замену морально устаревшего оборудования в связи с его значительным физическим износом.